

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Анализ методов обоснования рациональных режимов эксплуатации газоконденсатного месторождения "Тьен Ынг" (Вьетнам)

УДК 622.279.6(597)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Г	Нгуен Куок Хуи		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Галкин Владислав Михайлович	к.ф.-м.н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОНД	Карпова Евгения Геннадьевна			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Кашук Ирина Вадимовна	к.т.н		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОНД	Максимова Юлия Анатольевна			

Планируемые результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7) (ЕАС-4.2а) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3е)
в области производственно-технологической деятельности		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	Внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
в области организационно-управленческой деятельности		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
в области экспериментально-исследовательской деятельности		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
	<i>и компьютерных технологий</i>	
<i>в области проектной деятельности</i>		
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АБЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)</i>

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ
 Руководитель ООП
 _____ Максимова Ю.А.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ **на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Бакалаврская работа
(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5Г	Нгуен Куок Хуи

Тема работы:

Анализ методов обоснования рациональных режимов эксплуатации газоконденсатного месторождения "Тьен Ынг" (Вьетнам)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 2022/с от 18.03.2019 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:	15.06.2019
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Графические материалы и тексты научно-исследовательских работ по месторождению «Тьен Ынг»
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	1.1. Сейсморазведочные работы 1.2. Поисково-разведочное бурение 2.1. Стратиграфия 2.2. Тектоника

	<p>2.3. Результаты интерпретации сейсмических данных</p> <p>2.4. Нефтегазоносность месторождения и результаты опробования скважин</p> <p>2.5. Пород-коллекторов и покрышек по керну</p> <p>2.6. Свойства и состав пластовых флюидов</p> <p>2.7. Пластовые давления и температуры, энергетическое состояние залежи</p> <p>2.6.1. Состав и свойства углеводородов</p> <p>2.6.2. Состав и свойства пластовых вод</p> <p>3.1. Методика расчета технологических показателей разработки</p> <p>3.2. Технологические показатели разработки месторождения Тьен Ынг</p> <p>3.3. Технологические показатели разработки месторождения Дай Хунг</p> <p>3.4. Контроль за разработкой методами промысловой геофизики</p> <p>3.5. Регулирование процесса разработки</p> <p>3.6. Методы повышения эффективности разработки многослойного морского газоконденсатного месторождения</p> <p>3.6.1. Планирование разработки месторождения</p> <p>3.6.2. Результаты разработки месторождения</p> <p>4.1. Предпроектный анализ</p> <p>4.1.1. Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</p> <p>4.1.2. SWOT-анализ</p> <p>4.2. Планирование управления научно-техническим проектом</p> <p>4.2.1. План проекта</p> <p>4.2.2. Бюджет научного исследования</p> <p>4.2.3. Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)</p> <p>4.2.4. Накладные расходы</p> <p>4.3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</p> <p>5.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</p> <p>5.2. Производственная безопасность</p> <p>5.2.1. Анализ выявленных вредных факторов и мероприятия по их устранению</p> <p>5.2.2. Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению</p> <p>Поражение электрическим током.</p> <p>5.3. Экологическая безопасность</p> <p>5.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях</p>
--	---

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
1. Геолого – геофизическая изученность месторождения «Тьен Ынг» 2. Геологическое строение месторождения, характеристика нефтяных залежей и их флюидов 3. Проектирование разработки месторождения Тьен Ынг	Карпова Евгения Геннадьевна
4. «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Доцент Кащук Ирина Вадимовна
5. «Социальная ответственность»	Ассистент Черемискина Мария Сергеевна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
1. Геолого – геофизическая изученность месторождения «Тьен Ынг»	
2. Геологическое строение месторождения, характеристика нефтяных залежей и их флюидов	
3. Проектирование разработки месторождения Тьен Ынг	
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
5. Социальная ответственность	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	19.03.2019г.
---	--------------

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Галкин Владислав Михайлович	к.ф.-м.н.		
Старший преподаватель	Карпова Евгения Геннадьевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Г	Нгуен Куок Хуи		

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа ресурсов природных
 Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Уровень образования Бакалавриат
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения Весенний семестр 2018/2019 учебного года
 Форма представления работы:

Бакалаврская работа

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	15.06.2019
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
24.03.2019	Геолого – геофизическая изученность месторождения «Тьен Ынг»	10
28.03.2019	Геологическое строение месторождения, характеристика нефтяных залежей и их флюидов	20
15.03.2019	Проектирование разработки месторождения Тьен Ынг	20
30.04.2019	Методы повышения эффективности разработки многослойного морского газоконденсатного месторождения	20
15.05.2019	Финансовый менеджмент	10
21.05.2019	Социальная ответственность	10
27.05.2019	Оформление работы	10
	Итого	100

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Галкин Владислав Михайлович	к.ф.-м.н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОНД	Карпова Евгения Геннадьевна			

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОНД	Максимова Юлия Анатольевна			

ОПРЕДЕЛЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

БК – блок-кондуктор

СП – совместное предприятие

НИПИ – научно–исследовательский и проектный институт

СРВ – Социалистическая Республика Вьетнам

ГИС – Геофизические исследования скважин

АВПД – аномально высокое пластовое давление

ГВК – Газоводяной контакт

ВНК – Водонефтяной контакт

НГК – нейтронный гамма-каротаж,

ННК – нейтрон-нейтронный каротаж,

ГК – гамма-каротаж

ОПЗ – Обработка призабойной зоны.

ОРЭ – Одновременно-раздельная эксплуатация

EMV – Evaluated Monetary Value

ГДИ – Гидродинамические исследования

ИД – Индикаторные диаграммы

СПИСОК ОБОЗНАЧЕНИЙ

Параметр	Расшифровка параметра	Единицы измерения
P_{st}	Статическое давление	атм
P_b	Буферное давление	атм
P_{wf}	Забойное давление	атм
P_e	Пластовое	атм
N	Начальные геологические запасы газа	млн.м ³
N_{in}	Начальные извлекаемые запасы газа	млн.м ³
N_{res}	Остаточные извлекаемые запасы газа	млн.м ³
Q	Дебит скважины	тыс.м ³ /сут
Q_{max}	Потенциал скважины	тыс.м ³ /сут
A	Фильтрационный коэффициент	атм×сут/(тыс.м ³)
B	Фильтрационный коэффициент	атм ² ×сут ² /(тыс.м ³) ²
z	Коэффициент сверхсжимаемости газа	дл.ед.

АННОТАЦИЯ

В первой главе описаны общие основные геолого – геофизические характеристики месторождения «Тьен Ынг»

Во второй главе описано геологическое строение месторождения «Тьен Ынг». А так же характеристики нефтяных залежей и их флюидов.

В третьей главе описаны проектирование разработки месторождения «Тьен Ынг», методика расчета технологических показателей разработки проектирование разработки месторождения, технологические показатели разработки месторождения «Тьен Ынг», контроль за разработкой методами промысловой геофизики, регулирование процесса разработки, и методы повышения эффективности разработки многослойного морского газоконденсатного месторождения

В четвертой главе рассмотрены финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение. В этой главе проведен технико–экономический расчет затрат на проведение мероприятия, расчет выручки от реализации дополнительной добычи нефти и расчет экономической эффективности: прибыль от мероприятия, чистая прибыль от мероприятия.

В пятой главе рассмотрены вопросы охраны труда, недр и окружающей среды, были выявлены опасные и вредные производственные факторы, выявлена экономическая безопасность, описаны средства применяемой индивидуальной и коллективной защиты, действия при возникновении чрезвычайных ситуаций, и также правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 104 страниц, в том числе 16 рисунков, 23 таблицы. Список литературы включает 14 источников.

Ключевые слова: Особенности эксплуатации; газоконденсатное месторождение Тьен Ынг; методы повышения эффективности разработки, метод материального баланса.

Объектом исследования являются режимы эксплуатации газоконденсатного месторождения Тьен Ынг (Вьетнам).

Цель работы – проанализировать пути повышения эффективности разработки газоконденсатного месторождения Тьен Ынг путем поэтапного снижения неопределенности параметров залежей, за счет оптимизации порядка заложения скважин, корректировки программ испытания и доразведки, использования технологии одновременно-раздельной эксплуатации.

Задачи работы:

1. Изучить основные геологические характеристики месторождений «Тьен Ынг»;
2. Оценить состояние разработки месторождений «Тьен Ынг»;
3. Выбрать и обосновать оптимальный метод повышения эффективности разработки газоконденсатных скважин;
4. Провести расчет затрат на бюджет НТИ.
5. Изучить информацию по технике безопасности при эксплуатации газоконденсатных скважин.

Данная выпускная квалификационная работа выполнена на персональном компьютере при использовании пакета Microsoft Office XP, текстовая часть выполнена в Microsoft Word, расчеты и графики в – Microsoft Excel, рисунки в – Corel DRAW 12. Презентация создана в Microsoft Power Point.

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ.....	14
1. Геолого – геофизическая изученность месторождения	15
1.1. Сейсморазведочные работы	16
1.2. Поисково-разведочное бурение	16
2. Геологическое строение месторождения, характеристика нефтяных залежей и их флюидов	19
2.1. Стратиграфия.....	19
2.2. Тектоника	23
2.3. Результаты интерпретации сейсмических данных	27
2.4. Нефтегазоносность месторождения и результаты опробования скважин	32
2.5. Пород-коллекторов и покрышек по керну	34
2.5.1. Характеристика пород-коллекторов и покрышек по керну	34
2.5.2. Петрофизические свойства пород-коллекторов по керну	36
2.6. Свойства и состав пластовых флюидов	38
2.6.1. Состав и свойства углеводородов	38
2.6.2. Состав и свойства пластовых вод.....	48
2.7. Пластовые давления и температуры, энергетическое состояние залежи	51
3. Проектирование разработки месторождения Тьен Ынг.....	53
3.1. Методика расчета технологических показателей разработки.....	53
3.2. Технологические показатели разработки месторождения Тьен Ынг	54
3.3. Технологические показатели разработки месторождения Дай Хунг	59
3.4. Контроль за разработкой методами промысловой геофизики	59
3.5. Регулирование процесса разработки.....	61
3.6. Методы повышения эффективности разработки многослойного морского газоконденсатного месторождения	62
3.6.1. Планирование разработки месторождения	66
3.6.2. Результаты разработки месторождения	68
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	77
4.1. Предпроектный анализ	77

4.1.1. Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	77
4.1.2. SWOT–анализ.....	79
4.2. Планирование управления научно–техническим проектом.....	80
4.2.1. План проекта.....	80
4.2.2 Бюджет научного исследования	81
4.2.3. Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)	85
4.2.4. Накладные расходы	85
4.3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	86
5. Социальная ответственность.....	92
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности....	92
5.2 Производственная безопасность	94
5.2.1 Анализ выявленных вредных факторов и мероприятия по их устранению	95
5.2.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	98
5.3 Экологическая безопасность	99
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	100
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	103
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	105

ВВЕДЕНИЕ

Месторождение «Тьен Ынг» расположено в лицензионном блоке 04-3 в зоне деятельности СП "Вьетсовпетро". Открыто в 2004г. в результате бурения и опробования скв.04-3-ТЫ-1Х, в которой из пород фундамента и миоцена были получены фонтанные притоки газа и жидких углеводородов. Последующие пробуренные скважины подтвердили газоносность пород миоцена.

Целью и основной задачей ранней эксплуатации является уточнение имеющейся и получение дополнительной информации для построения геологической модели месторождения, обоснование режима работы залежей и оценки перспектив добычи газа и конденсата на месторождении.

Согласно Техническому заданию в работе рассмотрен вариант разработки месторождения на естественном режиме с применением технологий одновременно-раздельной эксплуатации и бурения горизонтальных скважин.

В работе рассмотрены: геолого-физическая характеристика залежей в миоценовых отложениях и фундаменте месторождения Тьен Ынг, технологические показатели вариантов разработки, технология и техника добычи и транспорта газа и конденсата, конструкции скважин, технология бурения, вскрытия и освоения скважин, мероприятия по доразведке залежей, охраны недр и окружающей среды и выполнен технико-экономический анализ проектных решений.

1. Геолого – геофизическая изученность месторождения

Структура Тьен Ынг – Манг Кау расположена на блоке 04-3 южного шельфа Вьетнама, в 15 км к северо-востоку от разрабатываемого месторождения Дай Хунг и в 280 км к юго-востоку от города-порта Вунг Тау (рис. 1.1), который является центром нефтегазовой промышленности СРВ и основной производственно-технической и снабженческой базой СП «Вьетсовпетро».

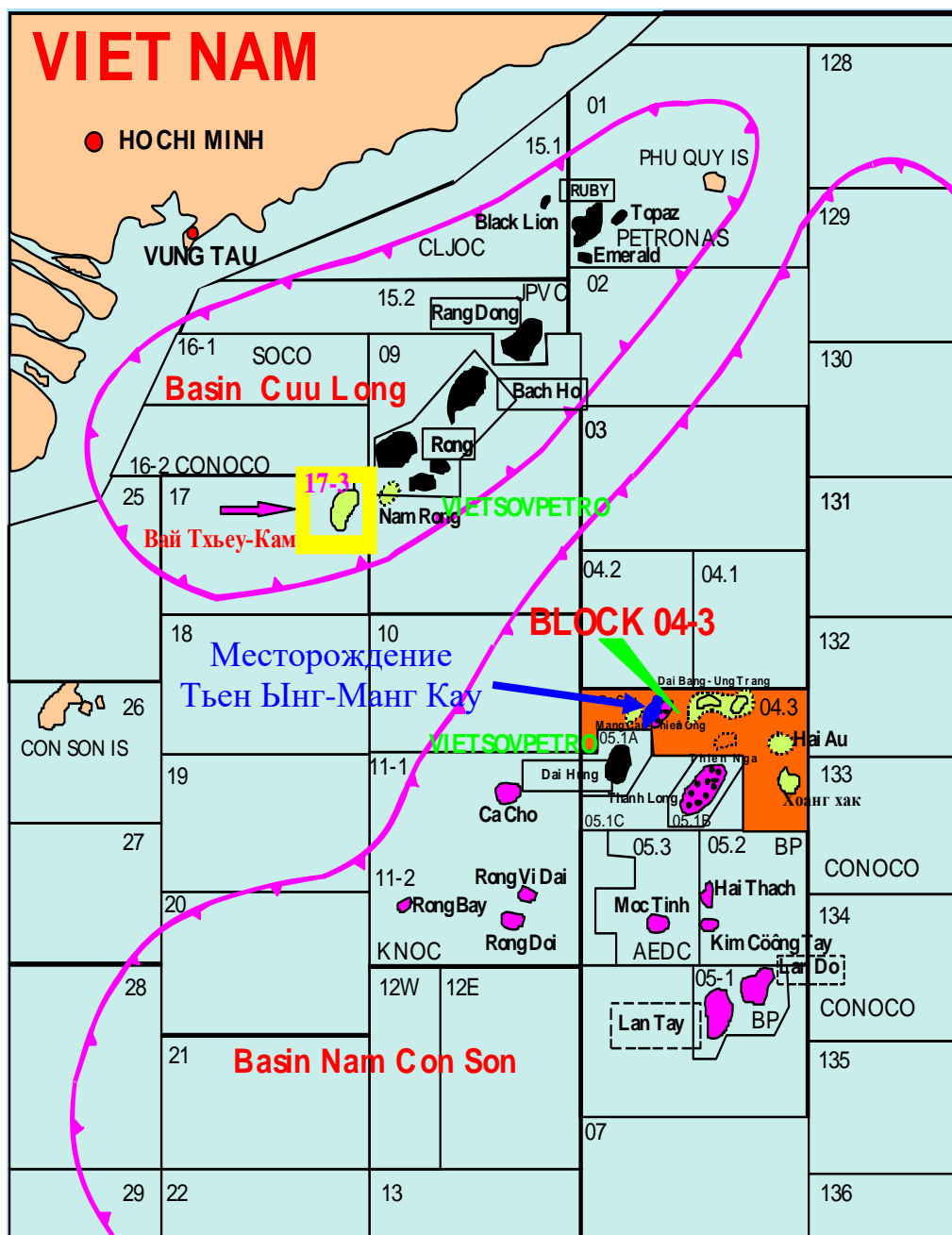


Рисунок 1.1 – Обзорная карта района работ

1.1. Сейсморазведочные работы

Работа по интерпретации 3Д сейсмических материалов структуры Тьен Ынг – Манг Кау проводилась неоднократно. Первый раз в 2002 г., когда работа по интерпретации материалов была выполнена на основе имеющихся 3D PSTM сейсмических материалов с целью составления геологического обоснования на заложение разведочной скважины ТЫ-1Х. В 2003 г. фирма Шлюмберже снова провела интерпретацию сейсмических материалов 3D-PSDM-Depth scale на всех проведенных 3D сейсморазведки площадях блока 04-3. В это время было не достаточно информативных данных о результатах бурения скважин, чтобы провести корреляцию, контроль и уточнение полученных результатов интерпретации, поэтому были большие погрешности по сравнению с данными вновь пробуренных скважин.

Факторами, осложняющими информативность сейсморазведки в пределах этой части блока, являются значительные глубины залегания горизонтов в прогибах (фундамент, нижний миоцен), широкое развитие карбонатов (наличие акустически жестких границ приводит к значительному поглощению энергии сигнала, что затрудняет прослеживание нижележащих горизонтов). Акустический фундамент уверенно прослеживается на временных разрезах (по материалам сейсморазведки 3Д), в основном, в пределах поднятий.

После окончания бурения скважины ТЫ-5ХР, были откорректированы структурные карты по глубинам, проведена переинтерпретация 3Д сейсмических материалов структуры Тьен Ынг – Манг Кау в объеме 330 км² [1].

1.2. Поисково-разведочное бурение

На структуре Тьен Ынг – Манг Кау всего пробурено 7 скважин: А-1Х, ТЫ-1Х, МК-2Х, ТЫ-2Х, ТЫ-3Х, 4Х и 5ХР.

Скважина А-1Х была пробурена непосредственно на куполе Манг Кау фирмой AGIP в 1979 г. и проведено испытание в отложениях среднего миоцена.

В результате, во всех объектах опробования (кроме III-аварийного) получены притоки УВ.

Скважина ТЫ-1Х была пробурена в пределах структуры Тьен Ынг в 2004 – 2005 гг. и проведено испытание в отложениях среднего, нижнего миоцена и в породах фундамента. Во всех объектах опробования получены притоки УВ, кроме IV объекта среднего миоцена, где получен приток воды .

Скважина МК-2Х пробурена в 2005 г., и были испытаны отложения верхнего, среднего миоцена и породы фундамента. Результатами испытаний подтверждена продуктивность нижнего и среднего миоцена, в фундаменте притока не получено.

Скважина ТЫ-2Х пробурена в сентябре 2005 г., в ней проведено шесть испытаний пяти объектов в отложениях среднего, нижнего миоцена и породах фундамента. В результате, приток газа со следами конденсата получен из отложений нижнего миоцена, приток газа с нефтью- из отложений среднего миоцена, в фундаменте притока не получено.

Скважина ТЫ-3Х пробурена в 2008 – 2009 гг., в результате испытания были получены притоки газа и конденсата в отложениях нижнего и среднего миоцена, при испытании фундамента притока не получено.

Скважина ТЫ-4Х пробурена в 2010 г., при испытании отложений нижнего миоцена и пород фундамента получены азот и вода, при испытании среднего миоцена получен углекислый газ и сероводород.

Оценочная скважина ТЫ-5ХР заложена в юго-восточной части структуры Тьен Ынг – Манг Кау с целью оценки газоконденсатных залежей миоцена и перевода запасов в более высокие категории. Скважина начата бурением 22.11.2010 г. с устья скв. ТЫ-3Х, с проектным забоем 4402 м. Скважина закончена бурением 22.04.2011 г. с фактическим забоем на глубине 4555 м/-4337,4 м. Во время бурения проводился газовый каротаж с применением станции PVD и комплекс исследований ГИС. Были испытаны отложения среднего и нижнего миоцена и породы фундамента.

Общий объем поискового бурения на структуре Тьен Ынг – Манг Кау составил 25289 м. Степень изученности структуры бурением низкая – плотность бурения составляет 1 скв. на 5,98 км², а изученность разреза оценивается в 41,9м проходки на 1 км². Пройдено с отбором керна всего 179,42 м, вынос керна составил 150,76 м (84 %).

2. Геологическое строение месторождения, характеристика нефтяных залежей и их флюидов

2.1. Стратиграфия

Стратиграфическое расчленение разреза структуры Тьен Ынг – Манг Кау проведено по полученным материалам ГИС, газового каротажа, результатам отбора керн и корреляции разреза пробуренных скважин (табл. 2.1).

Таблица 2.1 – Стратиграфическая корреляция скважин структуры Тьен Ынг-Манг Кау

Границы гор- ов	<u>Глубина по каротажу (м)</u> Абсолютная отметка (м)						
	ТЫ-1Х	ТЫ-2Х	ТЫ-3Х	ТЫ-4Х	ТЫ-5ХР	МК-2Х	А-1Х
СГ-20	1984/1958	2099/2073	2100/2034	-	2325/2128	2154/2128	1910/1885
СГ-30	2464/2438	2708/2682	2647/2573	2573/2548	2878/2665	2378/2352	-
СГ-70	2627/2601	2831/2805	2969/2894	2860/2835	3194/2980	2472/2446	2237/2212
СГ-76	-	3050/3024	3260/3186	3183/3158	3631/3417	-	-
СГ-80	2720/2694	3134/3108	3444/3370	3285/3260	3865/3651	-	-
СГ-АФ	2999/2973	3156/3130	3728/3653	3730/3703	4400/4183	2588/2562	2412/2387
Забой	3800/3774	3530/3504	3975/3900	3943/3916	4555/4337	3050/3024	2462/2437

Сводная стратиграфическая колонка месторождения представлена на рис.

2.1.

Система	Отдел	Подотдел	Свита	Сей.гор	Стратиг. Колонка	Мощность	Петрографические описания
НЕОГЕН	ПЛИОЦЕН- ПЛЕЙСТОЦЕН		БЬЕН ДОНГ	СГ-20		1800-2100 м	Чередование тонкослойных глин, алевролиты и пески. Обилие органических веществ и окаменелостей .
		ВЕРХНИЙ	НАМ КОН ШОН	СГ-30		325 - 470 - 142 м	Желтый песчаник чередуется с алевролитом. Среднее цементирование обилие органических веществ и окаменелостей .
	МИОЦЕН	СРЕДНИЙ	ТХОНГ-МАНГ КАУ	СГ-80		1000 - 265 - 175 м	Глина, алевроит, песчаник чередуются с тонкими слоями известняка и глинистым известняком. Фундаментальный силикатный, рифовый известняк чередуются с тонкими терригенными слоями.
		НИЖНИЙ	ЗУА	СГ-150		600 - 196 - 0 м	Глина чередуется с алевролитами. Мультиминеральный песчаник чередуется с линзами угля. Песок алевроит и аргиллит чередуются с слоями угля. Галька, песчаник чередуются с углями.
	ДОКАЙНОЗОЙ			СГ-ДФ		250-0	Гранодиорит с выветриванием, трещиноватый.

Рисунок 2.1 – Сводная стратиграфическая колонка структуры Тьен Ынг-Манг Кау

Свита Бьен Донг – Плиоцен+Четвертичная (N₂ + Q)

Этот разрез разделяется на две основные части.

В нижней части, осадочные породы плиоцена представлены, в основном, чередующимися между собой песчанистыми и глинистыми пластами. Среди глинистых пластов встречаются тонкие известковые, иногда ламинарные прослой.

В верхней части свиты Бьен Донг в состав пород входят, в основном, пески, алевролиты с чередующимися пластами глин.

По данным ГИС в данном разрезе нет пластов-коллекторов, перспективных на нефть и газ. Мощность свиты Бьен Донг определяется по данным бурения 1950-2154 м.

Свита Южный Кон Шон – Верхний миоцен (N_1^3)

Отложения свиты Южный Кон-Шон распространены, как во всей впадине Южный Кон-Шон, так и в изучаемом блоке 04-3 и вскрыты во всех пробуренных скважинах структуры. Осадочные отложения свиты Южный Кон-Шон представлены, преимущественно, чередующимися песчанистыми и алевролитоглинистыми породами. Среди глин встречаются карбонатные или известково-глинистые прослой. Они формировались в мелководных и глубоководных морских условиях, характерных для неритовой области шельфа.

По данным ГИС, газового каротажа в данном разрезе нет пластов-коллекторов, перспективных на нефть и газ. Общая толщина свиты 224-609 м (по вертикали).

Свита Тхонг-Манг Кау – Средний миоцен (N_1^2)

Отложения свиты Тхонг-Манг Кау широко распространены в блоке 04-3 и исследуемом районе. Они были вскрыты во всех пробуренных на структуре скважинах. Мощность свиты Тхонг-Манг Кау изменяется от 256 м, в скважине 04А-1Х, до 986 м в скважине ТЫ-5Х. Породы данной свиты отлагались в условиях мелководного моря и последовательно согласно залегают на кровле свиты Зыа. По данным биоанализа, отложения свиты Тхонг-Манг Кау относятся к среднему миоцену.

В нижней части- породы представлены, в основном, песчаниками с чередующимися пропластками глин, а в верхней части породы представлены, в основном, толстыми карбонатными пластами с небольшими пропластками песчаников, алевролитов, аргиллитов.

Свита Зыа – Нижний миоцен (N₁¹)

Отложения свиты Зыа распространены в глубоких частях разреза структуры и отсутствуют в высоких частях купола Манг Кау (А-1Х и МК-2Х). По данным бурения скважин ТЫ-1Х, ТЫ-2Х, ТЫ-3Х, ТЫ-4Х и ТЫ-5ХР отложения свиты Зыа, представлены чередующимися между собой песчаниками, алевролитами и аргиллитами. Иногда встречаются локальные и тонкие карбонатные или доломитовые прослои. Песчаники имеют светлый, коричневый, иногда желтый цвет. Они представлены полупрозрачными, мелко-зернистыми, хорошо-окатанными зернами с глинистым или карбонатным цементом. Глинистые породы имеют темно-серый цвет, уплотненные. Доломиты крепкие, коричнево-желтого цвета. В разрезе свиты Зыа, возможно, встречаются тонкие прослои угля.

Мощность свиты Зыа, согласно результатам бурения, варьирует в пределах от 22 до 534 м. Отложения свиты Зыа несогласно залегают на кровле свиты Кау (в пределах структуры Тьен Ынг – Манг Кау по пробуренным скважинам отсутствуют отложения свиты Кау). Породы свиты Зыа формировались в условиях низких прибрежных равнин, дельт и морского мелководья. По результатам биоанализа образцов шлама, отобранных из скважин ТЫ-1Х и ТЫ-2Х, отложения свиты Зыа относятся к нижнему миоцену (P. T. Corelab, Indonesia).

Докайнозойский фундамент

По результатам бурения скважин, породы фундамента представлены магматическими гранодиоритами и диоритами, которые распространены в пределах всех структур Тьен Ынг – Манг Кау. Максимальная вскрытая бурением мощность фундамента – 803 м (в скв. ТЫ-1Х). Гранитоидные породы фундамента, на различных уровнях, были подвержены гидротермальными

процессами. Большинство трещин и каверн в гранитоидных породах фундамента заполнены вторичными минералами, такими как кальциты, цеолиты, каолиниты и т.д. [2].

2.2. Тектоника

В тектоническом отношении структура Тьен Ынг–Манг Кау входит в состав Шонг-Донгнайской антиклинальной зоны (Дай Хунг – Тьен Ынг – Манг Кау – Дай Банг – Ынг Чанг), протягивающейся в северо-восточном направлении параллельно Коншонскому поднятию.

Размеры структуры Тьен Ынг – Манг Кау составляют 20 x 15 км. Толщина осадочных отложений по данным сейсмических исследований в наиболее погруженных его частях не превышает 8000 м. Глубина залегания поверхности фундамента в наиболее высоких частях структуры составляет - 2387 м (скв. 04-А-1Х).

Важным элементом геологического строения исследуемого района являются тектонические нарушения, в основном сбросы, прослеживаемые в фундаменте и осадочном чехле вплоть до плиоцена. Они имеют северо-восточное, субмеридиональное и субширотное простирание. Сбросы разделяют фундамент на блоки, ступенчато погружающиеся вниз по склону структуры.

Структура Тьен Ынг – Манг Кау по фундаменту представляет собой два наиболее приподнятых блока. На северо-востоке она представляет собой блок Манг Кау, размеры которого – 5,0 x 2,5 км, амплитуда по замкнутой изогипсе - 3750 м составляет 1200-1350 м. Характерной чертой ее строения является наличие двух основных систем нарушений, имеющих меридиональное и широтное направления простираний. Северо-восточным нарушением структура Манг Кау разбита на две части. Наиболее приподнятая часть структуры по кровле фундамента (-2387 м) приурочена к северо-восточному блоку, в пределах которого пробурена скв. 04-А-1Х. Блок Тьен Ынг представляет собой линейную структуру, длинная ось которой имеет северо-восточную ориентировку. Размеры северо-восточного блока 9,0 x 2,0 км, амплитуда по

замкнутой изогипсе –3900 м составляет 1150 м. От южной части блока Манг Кау на северо-востоке структура отделена сбросом и небольшим перегибом.

Сейсмический горизонт СГ-80, приуроченный к кровле свиты Тхонг-Манг Кау, в пределах блока Манг Кау отсутствует (скв. 04-А-1Х и МК-2Х). Участок Тьен Ынг по этому горизонту представляет собой моноклираль северо-восточного простирания, ограниченную с северо-запада и востока сбросами, амплитудой от 1600 до 200 м. Сбросом северо-восточного простирания блок, в котором пробурена скв. ТЫ-1Х и 2Х, обособляется от остальной части моноклинали. Сочетание сбросовой тектоники и моноклиального залегания поверхности отложений образует тектонически ограниченную ловушку. Размеры ее по замыкающей изогипсе – 3550 м составляют 14,0 х 1,5-2,0 км, амплитуда около 1050 м.

В нижней части разреза среднего миоцена (СГ-76 вблизи кровли карбонатной пачки среднего миоцена), в пределах рассматриваемого участка выделяются два размытых приразломных свода, ограниченных с севера (район скв. 04-А-1Х и МК-2Х) и северо-запада (район скв. ТЫ-1Х) сбросами. Размеры поднятия по замыкающей изогипсе -3650 м составляют 15,0 х 3,0 км, амплитуда около 1000 м.

Структура по горизонту СГ-70, приуроченному к кровле карбонатной пачки свиты Тхонг – Манг Кау среднего миоцена, представляет собой антиклиналь, западное крыло которой отсечено нарушением и замкнутую по изогипсе -3350 м. Ее размеры составляют 15,5 х 4,0 км.

По горизонту СГ-30, приуроченному к кровле свиты Тхонг – Манг Кау среднего миоцена, поднятие Тьен Ынг – Манг Кау представляет собой линейную складку, замкнутую по изогипсе -2600 м. В пределах участка выделяются две брахиантиклинальные складки: северная (Манг Кау) и юго-западная (Тьен Ынг). Размер северной составляет 6,5 х 2,5 км, амплитуда до 400 м. Размер юго-западной составляет 5,0 х 2,0 км, амплитуда до 200 м.

По горизонту СГ-20, приуроченному к кровле верхнего миоцена, поднятие Тьен Ынг – Манг Кау представляет собой линейную складку,

замкнутую по изогипсе -2250 м. Ее размеры составляют 13,5 х 1,0 км. Складка осложнена двумя куполами. Свод северного купола залегает на отметке -2135 м и осложнен субширотным сбросом, амплитудой до 50 м. Западное крыло складки ограничено меридиональным сбросом, амплитудой до 100 – 150 м.

В предплиоценовое время в пределах структуры произошло изменение структурного плана. В результате чего, наиболее высокое гипсометрическое положение занял блок, в пределах которого пробурена скв. 04-А-1Х. Промежуточное положение принадлежит блоку, в пределах которого пробурена скв. МК-2Х и самое низкое положение занимает блок Тьен Ынг.

Сейсмические разрезы, проведенные через скважины ТЫ-1Х, 3Х, 2Х, 4Х и МС-2Х; через скважины ТЫ-2Х, 3Х и 5ХР – представлены на рис. 2.2.

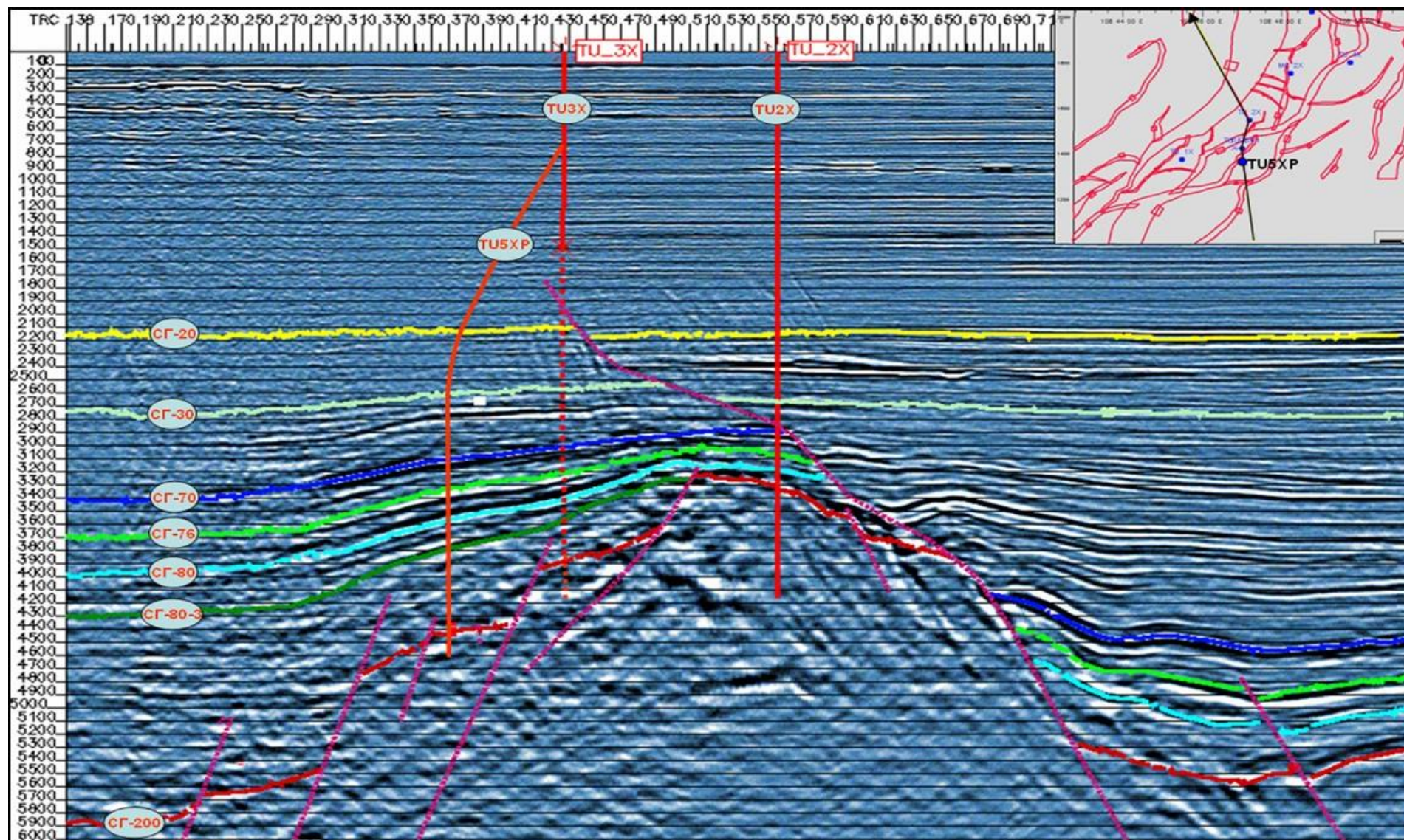


Рисунок 2.2 – Сейсмический разрез через скв. ТЫ-2Х, 3Х и 5ХР

2.3. Результаты интерпретации сейсмических данных

Результатами интерпретации сейсмических данных явились структурные карты по следующим горизонтам: СГ- 200, СГ-80, СГ-76, СГ-70, и СГ-30 (рис. 2.3 – 2.7):

Горизонт СГ-200 соответствует границе отраженных акустических волн от поверхности фундамента, который на каротажных кривых характеризуется средними значениями кривых естественного гамма-излучения, высокими значениями плотности и удельного сопротивления пород. На сейсмических профилях этот горизонт выделяется по его высокой амплитуде, низко-средней частоте и средней непрерывности. Поверхность фундамента вскрыта на отметке -4183 м, что на 183 м ниже по сравнению с прогнозом (-4000 м) (рис. 2.3).

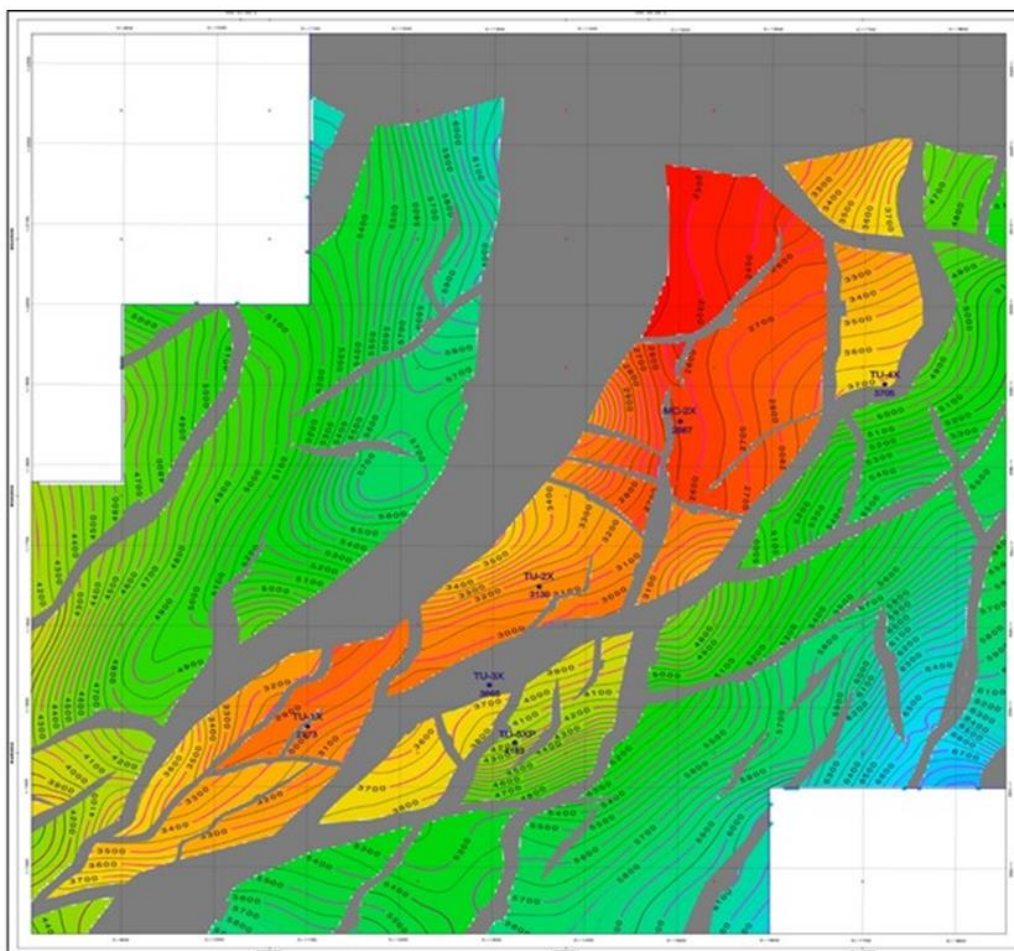


Рисунок 2.3 – Структурная карта по СГ-АФ, уточненная по результатам бурения скважина ТЫ-5ХР

Горизонт СГ-80 соответствует кровле свиты Зыя нижнемиоценового возраста. На каротажных кривых, этот горизонт характеризуется повышенным

значением кривых естественного гамма-излучения и пониженными значениями кривых удельного сопротивления и плотности пород. (рис. 2.4).

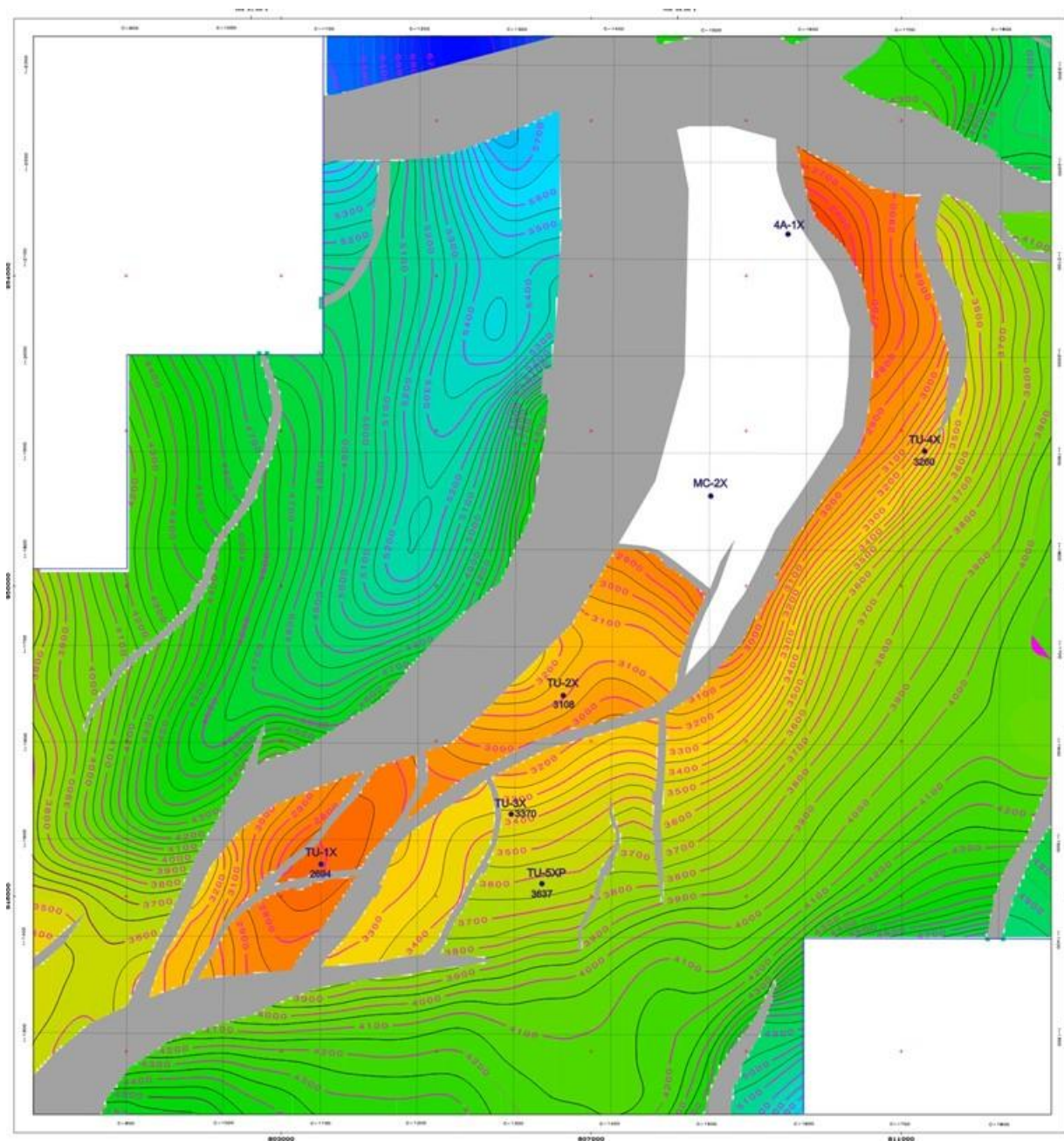


Рисунок 2.4 – Структурная карта по СГ-80

Горизонт СГ-76 соответствует кровле карбонатной пачки в нижней части среднего миоцена свиты Тхонг – Манг Кау. Этот горизонт достаточно четко отбивается по аномалиям каротажных кривых. Он характеризуется пониженным значением кривых естественного гамма-излучения, высокими значениями кривых плотности и удельного сопротивления пород. Отличительной чертой разреза данного горизонта является то, что он

характеризуется сериями чередующихся карбонатных, тонко-глинистых и алевролито-глинистых пропластков. На сейсмических профилях этот горизонт выделяется по значениям амплитуды от высокого до очень высокого и по его среднему значению непрерывности. (рис. 2.5).

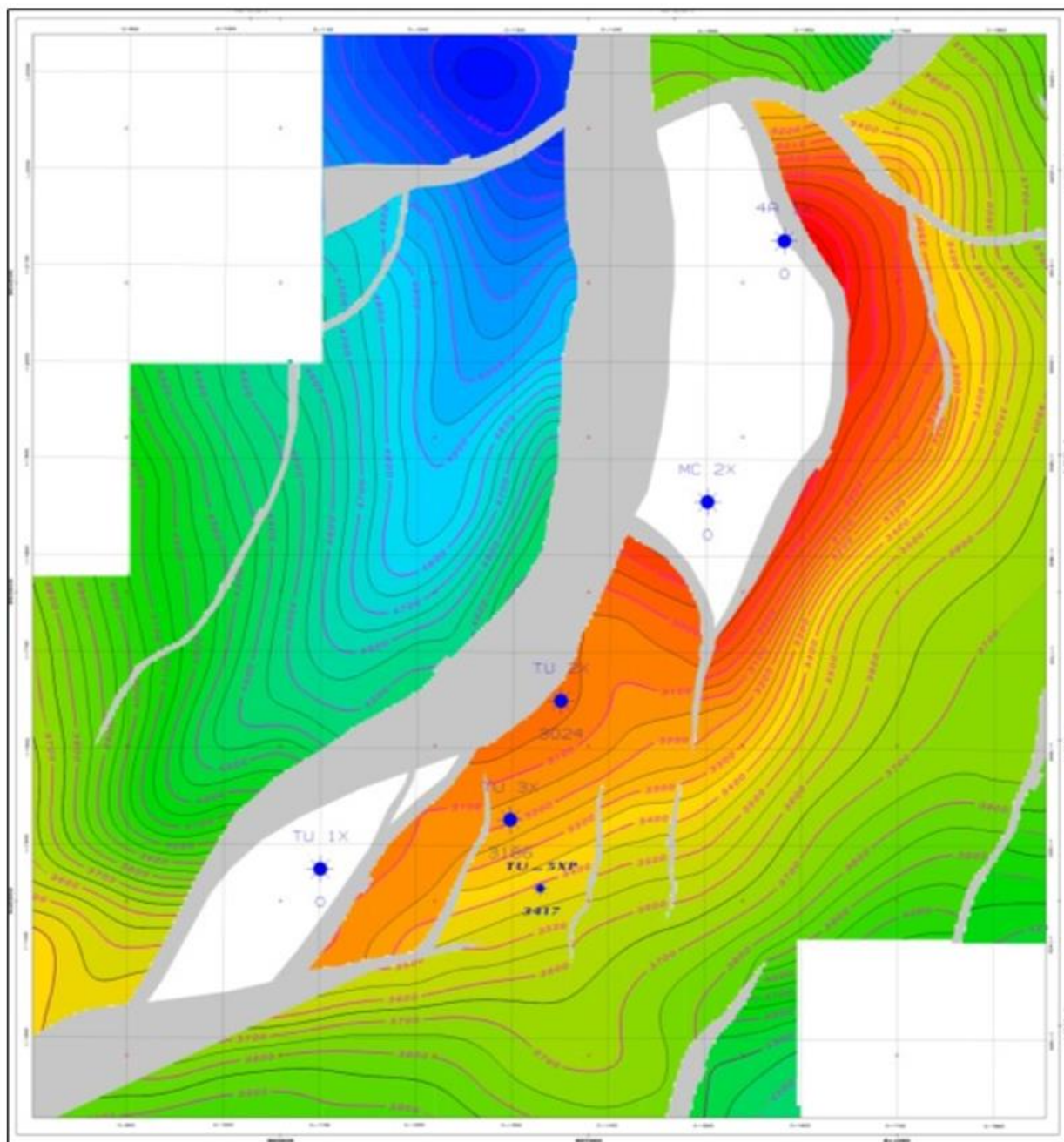


Рисунок 2.5 – Структурная карта по СГ-76

Горизонт СГ-70 соответствует кровле карбонатной пачки среднего миоцена, свиты Тхонг – Манг Кау. Этот горизонт достаточно четко отбивается по аномалиям каротажных кривых. Он характеризуется пониженным значением

кривых ГК, высокими значениями кривых плотности и удельного сопротивления пород. На сейсмических профилях, этот горизонт выделяется по значениям амплитуды от высокого до очень высокого и по его среднему значению непрерывности. (рис. 2.6).

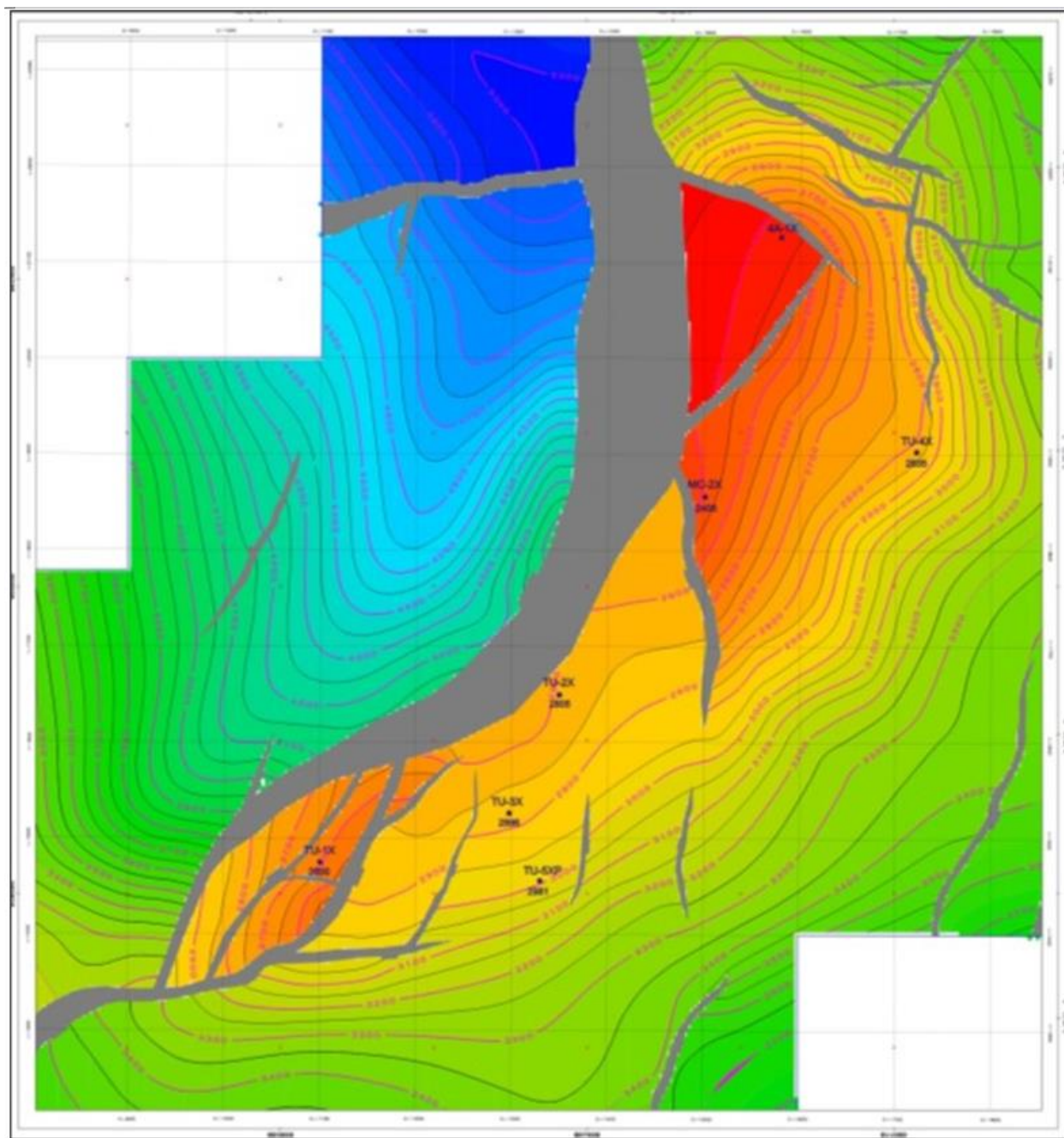


Рисунок 2.6 – Структурная карта по СГ-70

Горизонт СГ-30: Это сейсмический горизонт, соответствующий зональному угловому несогласию на кровле свиты Тхонг – Манг Кау, который имеет коэффициент отражения сейсмических волн от среднего до очень

высокого значений. На каротажных кривых этот горизонт характеризуется пониженным значением кривых естественного гамма-излучения, высоким значением кривых плотности и значением кривых удельного сопротивления от среднего до высокого (рис. 2.7).

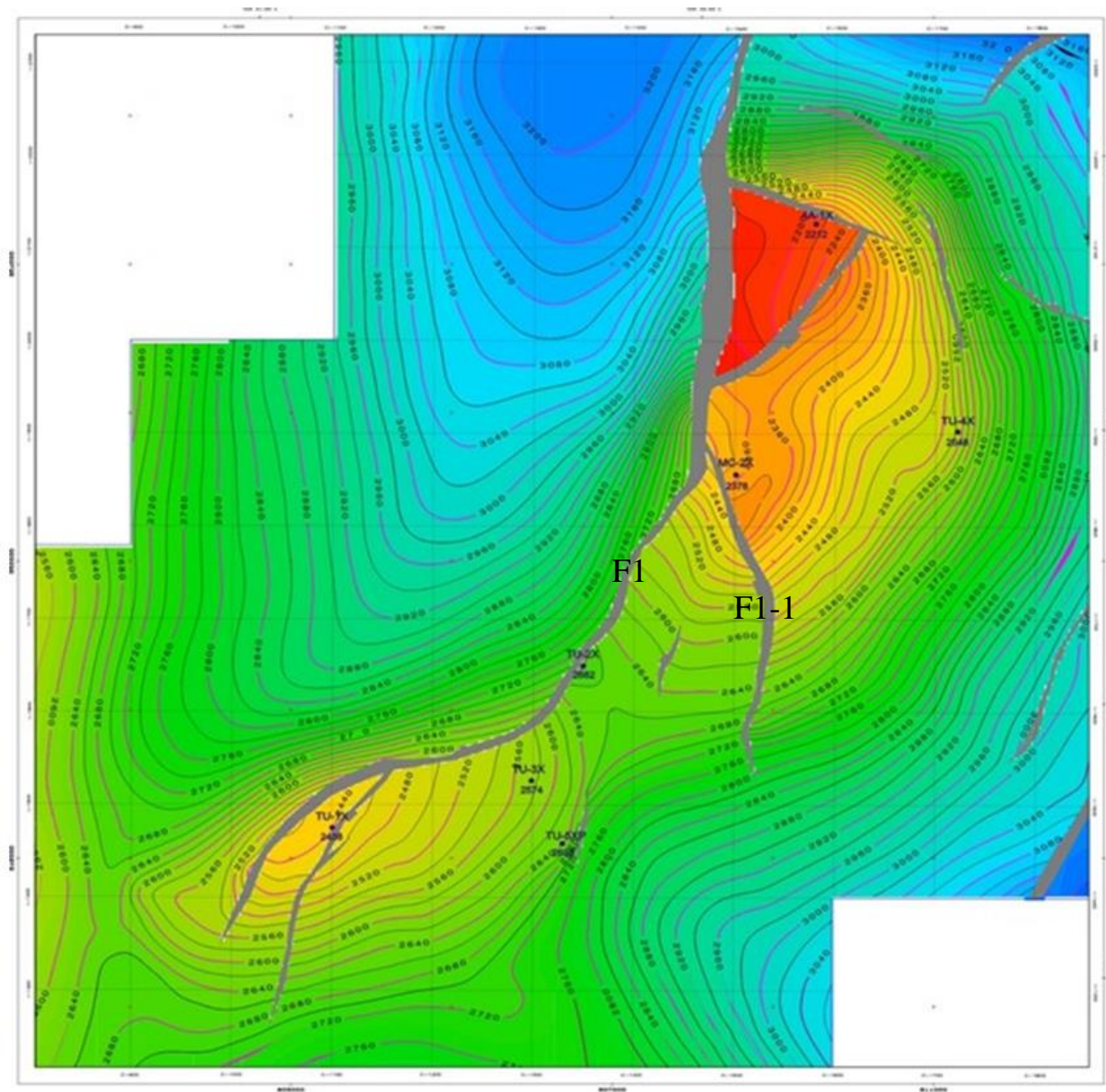


Рисунок 2.7 – Структурная карта по СГ-30

2.4. Нефтегазоносность месторождения и результаты опробования скважин

Геологическое строение залежей углеводородов на структуре Тьен Ынг – Манг Кау изучено на основании результатов интерпретации сейсмических материалов, бурения, опробования скважин, извлечения керна, интерпретации материалов ГИС и корреляции продуктивных горизонтов. Нефтегазосодержащими породами на площади месторождения являются терригенные отложения миоцена и породы кристаллического фундамента. Залежи УВ приурочены к небольшим тектонически-экранированным ловушкам, которые прослеживаются по всем сейсмогоризонтам.

На основе результатов интерпретации ГИС и опробования было выявлено 17 залежей УВ, из них: одна в терригенных отложениях верхнего миоцена, 12 залежей в отложениях среднего миоцена, 3 – в отложениях нижнего миоцена и одна – в породах кристаллического фундамента.

Структура Тьен Ынг – Манг Кау является многопластовой и сложной по своему геологическому строению, включающая несколько продуктивных горизонтов, пластов, нефте- и газопроявлений. На формирование и строение залежей значительное влияние оказывает тектонический фактор. Разрывные нарушения оказывают серьезное влияние на геологическое строение залежей и на литологию вмещающих пород.

Все графические построения залежей в плане, главным образом, основывались на результатах проведенных сейсморазведочных работ и бурения глубоких поисково-разведочных скважин.

Залежи УВ в отложениях верхнего миоцена. На исследуемой площади в отложениях верхнего миоцена (СГ-20 – СГ-30) выявлена только одна залежь нефти в продуктивном горизонте 20_1 в районе скв. МС-2Х. Продуктивный пласт залегает в интервале а.о. -2170-2186 м. Разрез верхнего миоцена представлен мощными глинами, алевролитами с чередованием песчаников. Залежь нефтяного типа. Продуктивный пласт выделяется по данным ГИС и подтвержден положительными результатами опробования, дебит нефти

составил 22 м³/сут, дебит газа 580 тыс. м³/сут. Залежь пластовая, ограничена тектоническим нарушением с юга и запада.

Залежи УВ в отложениях среднего миоцена. На исследуемой площади в отложениях среднего миоцена (СГ-30 – СГ-80) выявлено 7 продуктивных горизонтов (30_1; 30_2; 30_3, 70_1; 70_2; 70_3; 76_1), к которым приурочено 12 залежей УВ (6 газоконденсатных залежей расположены на структуре Тьен Ынг и 6 залежей расположены на структуре Манг Кау). Разрез среднего миоцена представлен мощными пачками карбонатов и глин с присутствием песчанисто-алевролитовых пластов с повышенной глинистостью. Нефтегазоносность выявленных горизонтов установлена по результатам ГИС и подтверждена положительными результатами опробования в скважинах ТЫ-3Х (гор. 30_1; 30_2), ТЫ-1Х (гор. 30_2), ТЫ-2Х (гор. 70_3; 76_1), МК-2Х (гор. 30_2; 70_1; 70_2), ТЫ-4Х (гор. 70_3), А-1Х (гор. 70_1), ТЫ-5ХР (гор. 30_1 получен незначительный приток газа с СО₂ (60%).

Залежи УВ в отложениях нижнего миоцена. На исследуемой площади в отложениях нижнего миоцена (СГ-80 – АФ) выделяются 3 продуктивных горизонта: 80_1, 80_2, 80_3, к которым приурочено 3 газоконденсатных залежи на структуре Тьен Ынг. По описанию керна отложения нижнего миоцена представлены песчаниками серыми, крупно-среднезернистыми, средне-плохо сортированными, аркозовыми с глинистым и, в отдельных прослоях, карбонатным или глинисто-карбонатным цементом, со слабым запахом УВ. В результате опробования нижнемиоценовых отложений в скважине ТЫ-1Х был получен безводный приток газа и конденсата в интервале а.о. -2775-2786 м горизонта 80_1 и в интервале а.о. -2942-2965 м горизонта 80_2. При опробовании скважины ТЫ-3Х получен безводный приток газа и конденсата в интервале а.о. -3526-3569 м горизонта 80_3.

Залежи УВ в кристаллическом фундаменте.

Залежь фундамента вскрыта скважинами ТЫ-1Х, ТЫ-2Х, ТЫ-3Х и ТЫ-5ХР. Залежь газонефтяного типа, газонефтеносность пласта подтверждена результатами опробования в скв. ТЫ-1Х и ТЫ-5ХР. При испытании скважины

ТЫ-1Х был получен приток газа, конденсата и пластовой воды. При испытании скважины ТЫ-5ХР получен небольшой приток газа с водой. При испытании скв. ТЫ-2Х и ТЫ-3Х не получен приток флюидов, но в процессе бурения были отмечены нефтегазопроявления.

Продуктивность выявленных горизонтов подтверждена результатами опробования скважин, пробуренных на структуре Тьен Ынг – Манг Кау.

2.5. Пород-коллекторов и покрышек по керну

2.5.1. Характеристика пород-коллекторов и покрышек по керну

По данным скважин, пробуренных в пределах структуры Тьен Ынг – Манг Кау породы-коллекторы представлены миоценовыми песчаниками и алевролитами (ВМ: 20_1, СМ: 30_1, 30_2, 30_3, НМ: 80_1, 80_2, 80_3), среднемиоценовыми карбонатами (70_1, 70_2, 70_3, 76_1) и докайнозойскими трещиноватыми гранитоидами [3].

Наиболее изученными из них являются песчаники и алевролиты миоценового возраста. В соответствии с направлением сноса осадочного материала с северо-запада на юго-восток, в разрезах миоценовых отложений уменьшается песчанистость и зернистость пород при росте пелитовой фракции. Песчаники серые, светло-серые, преимущественно олигомиктовые кварцево-аркозовые, средне-мелкозернистые, глинисто-алевритистые, средне-хорошо сортированные, сцементированные глинистым и неравномерным карбонатным цементом, чередующиеся с алевролитами, тонкослоистыми алевро-аргиллитовыми сериями, доломитами. В породах часто встречаются раковины фораминифер, створковый детрит, водоросли, а также крупные карбонатные стяжения микробиально-водорослевого генезиса. Межзерновая пористость по изучению в шлифах изменяется в широком диапазоне от 0,5 до 30%. Такая неоднородность коллекторских свойств объясняется изменчивостью характера цементации песчаников, а именно, разнообразием видов цемента по структуре, составу и типу взаимоотношения с обломками.

Карбонатные породы представлены известняками и доломитами, содержащими в разной степени примесь обломочного алевро-песчаного материала вплоть до перехода в известковые песчаники. Известняки органогенно-детритовые, в разной степени перекристаллизованные, доломитизированные, слабо и умеренно трещиноватые, участками брекчированные. Породы неравномерно пористые, преимущественно, в результате выщелачивания. Значения пористости по шлифам составляет от менее 1% до 5-10%, редко достигают 15-20%. Доломитовые разности пелитоморфно-тонкокристаллические, с реликтовой комковато-сгустковой структурой, с включением водорослевых остатков и раковинного детрита, слабо глинистые.

Кристаллические породы фундамента мезозойского возраста представлены трещиноватыми диоритами, гранитами, тоналитами с дайками и жилами андезито-базальтов и микродиоритов, спессартитов. Местами были вскрыты вулканиты основного состава и метаморфические породы. Большинство трещин в них залечено вторичными минералами. По нейтронному и акустическому каротажу пустотность пород фундамента достигает 3-9%.

В разрезе осадочного чехла рассматриваемого района выделяются три комплекса пород, в которых отложения глинистого состава служат покрывками для углеводородных скоплений.

Нижнемиоценовый комплекс пород развит преимущественно в наиболее погруженных районах Южно-Коншонской впадины. На приподнятых зонах отложения нижнего миоцена либо отсутствуют, либо имеют небольшие толщины. Из-за особенностей своего площадного распространения, глинистые отложения этого комплекса могут рассматриваться только в качестве локальных и (или) зональных покрывок.

Среднемиоценовый комплекс пород в пределах Южно-Коншонской впадины развит повсеместно, наиболее полно изучен бурением, содержит в своем составе глинистые породы морского генезиса, преимущественно каолинит-гидрослюдистого состава. Толщина преимущественно глинистых

пачек изменяется от нескольких метров до 20-30м, и в разрезе этой толщи выделяются как зональные, так и региональные покрывки. Низкая степень изученности рассматриваемой территории бурением и детальными сейсмическими исследованиями не позволяет подробно проследить распространение их по площади.

В верхнемиоцен-плиоценовом комплексе флюидоупоры представлены глинами морского генезиса. Содержание песчаников и алевролитов в разрезе и толщины глинистых пачек аналогичны таковым в подстилающих отложениях. Выделяются региональные, зональные и локальные покрывки.

О наличии в разрезе миоцена покрывок свидетельствуют аномально высокие давления в разрезе отложений. В скв. 04-3-ТБ-1Х коэффициент аномальности в отложениях нижнего и среднего миоцена составляет 1,41, уменьшаясь в верхнем миоцене до значения 1,34.

Приведенные данные свидетельствуют о достаточно высоких экранирующих свойствах глинистых толщ в разрезе миоцена в пределах блока 04-3. Тектонические нарушения, пересекающие породы миоцена снижают экранирующую роль покрывок, являясь зонами перетоков между разновозрастными коллекторами. Однако, роль разломов, как проводников флюидов на отдельных участках, ограничена. Об этом свидетельствуют, как это отмечено выше, зоны АВПД, носящие площадной характер, с одной стороны, и качественно разный компонентный состав газов в соседних блоках (Тьен Ынг и Манг Кау) – с другой. Вероятно, что в зонах разломов формируются тексотропные экраны, препятствующие проникновению вертикально мигрирующих флюидов в отдельные пласты-коллекторы.

2.5.2. Петрофизические свойства пород-коллекторов по керну

На основании отобранного керна, были проведены следующие исследования петрофизических свойств пород-коллекторов: определение пористости, проницаемости, остаточной водонасыщенности, суммарной естественной радиоактивности, плотности скелета, параметра насыщения,

параметра пористости, акустической скорости и составлены корреляционные связи.

Ниже приводится характеристика параметров исследуемых пород.

Результаты изучения керна пород среднего миоцена

Открытая пористость. Пористость изменяется в широких пределах от 2,0% до 26,1%, при среднем значении $K_{по}=12,2\%$ по 315 образцам.

Проницаемость. Установлен широкий диапазон развития значений газопроницаемости от 0,01 до 1161,56 мД при среднем значении $K_{пр}=37,79$ мД по 310 образцам. Высокие значения проницаемости, полученные по отдельным образцам, подтверждают наличие трещиноватости, отмеченной при описании керна.

Остаточная водонасыщенность. Установлен диапазон изменения остаточной водонасыщенности от 22,93% до 96,33%, при среднем значении 61,72% по 132 образцам.

Результаты изучения керна пород нижнего миоцена

Открытая пористость. Пористость изменяется в пределах от 9,49 % до 17,01 %, при среднем значении $K_{по}=13,54\%$ по 30 образцам.

Проницаемость. Установлено развитие значений газопроницаемости от 0,03 до 24,73 мД, при среднем значении $K_{пр}=6,67$ мД по 32 образцам.

Остаточная водонасыщенность. Диапазон изменения остаточной водонасыщенности установлен от 34,69 до 62,48 %, при среднем значении 41,14% по 20 образцам.

Результаты изучения керна пород фундамента

Открытая пористость. Диапазон изменения открытой пористости пород фундамента – от 0,03 до 3,63%, при средней величине 0,83% по 54 образцам.

Проницаемость. Проницаемость породы фундамента характеризуется узким диапазоном изменения этого параметра от 0,01 до 0,85 мД, что говорит о том, что он сложен плотными крепкими породами. Среднее значение $K_{пр}=0,09$ мД по 54 образцам.

2.6. Свойства и состав пластовых флюидов

2.6.1. Состав и свойства углеводородов

Из скважины ТЫ-1Х было отобрано 14 пар сепарированных проб жидких углеводородов и газа. Из скважины ТЫ-2Х отобрано 8 пар проб жидких углеводородов и газа. Из скважины ТЫ-3Х с объекта DST#5 была отобрана проба глубинного флюида и пробы газа и жидкости с сепаратора; с объектов DST#3, DST#4 отобраны сепараторные пробы газа и жидкости для рекомбинирования и определения свойств полученной смеси в пластовых условиях. На участке Манг Кау из скважины МС-2Х после сепаратора отобрано две пары проб жидких углеводородов и газа. Из скважин ТЫ-4Х, ТЫ-5ХР структуры Тьен Ынг – Манг Кау проб отобрано не было.

Пластовые пробы нефти не отбирались, свойства флюидов в пластовых условиях изучались методом рекомбинации сепарированных проб жидких углеводородов и газа. Результаты рекомбинации проб показали, что исследуемые системы в пластовых условиях находятся в газовом состоянии и могут идентифицироваться как газоконденсатные с давлением начала конденсации на уровне начального пластового давления. Вместе с тем, в пластовой смеси зафиксированы признаки неоднородности. Последнее выражается в том, что при создании в приборе пластовых условий при длительном динамическом равновесии не происходит полного растворения жидкости в газе. Остаточная жидкая фаза составляет от 0,5 до 3,0 % об. в пересчете на объем порового пространства.

Основные параметры пластового газа и стабильной углеводородной жидкости представлены в табл. 2.2.

Таблица 2.2 Свойства газа и конденсата структуры Тьен Ынг-Манг Кау

Скважина 04-3-ТЫ-1Х		Объект испытания : DST#2, нижний миоцен	
Наименование	Значение	Наименование	Значение
Интервал вскрытия, м	2968-3800	<u>Состав пластового газа :</u>	
Абсолютная отметка, м	2942-3774	-Метана, % мольн.	75,53
Пластовое давление, МПа	37,3	-Этана, % мольн.	5,02
Пластовая температура, °С	143,0	-Пропана, % мольн.	2,72
Место отбора	Сепаратор	-Изо-бутана, % мольн.	0,70
Условия отбора :		-Н-бутана, % мольн.	0,75
-Давление, МПа	2,17	-Пентана + высшие, % мольн.	1,5
-Температура, °С	87	-Сероводорода, % мольн.	0
Дата отбора	30.03.05	-Гелия, % мольн.	-
<u>Свойства пластового газа</u>		-Азота, % мольн.	0,16
Критическое давление, МПа	4,947	-Углекислого газа, % мольн.	13,6
Критическая температура, °К	224,8	Плотность относительная (воздух = 1)	0,794
Приведённое давление на пластовом давлении	7,564	Молярная масса, г/моль	23,12
Приведённая температура на пластовой температуре	1,851	<u>Газ промысловой сепарации</u>	
Коэффициент сверхсжимаемости	1,033	Плотность относительная (воздух = 1)	0,705
Поправка :		Молярная масса газ, г/моль	22,69
-На отклонение от закона Бойля-Мариота	0,968	<u>Жидкость сепарации</u>	
-На температуру	0,704	Плотность, кг/м³	-
Объёмный коэффициент	0,00392	Коэффициент усадки, стм³/м³	-
Плотность абсолютная при пластовых условиях, кг/м³	243,98	Газосодержание, стм³/м³	-
Вязкость при пластовых условиях, мПа*с	0,0292	<u>Стабильный конденсат</u>	
Давление начала конденсации в пласте, МПа	-	Плотность, кг/м³	720,7
Давление максимальной конденсации, МПа	-	Молярная масса, г/моль	106,1
Содержание стабильного конденсата, г/м³	-	Вязкость при 20°С, мПа*с	-
Содержание сырого конденсата, см³/м³	-		

Продолжение таблицы 2.2

Скважина 04-3-ТЫ-1Х		Объект испытания : DST#5, средний миоцен	
Наименование	Значение	Наименование	Значение
Интервал вскрытия, м	2556-2566	<u>Состав пластового газа :</u>	
Абсолютная отметка, м	2546-2552	-Метана, % мольн.	77,64
Пластовое давление, МПа	32,9	-Этана, % мольн.	7,69
Пластовая температура, °С	112,7	-Пропана, % мольн.	4,78
Место отбора	Сепаратор	-Изо-бутана, % мольн.	1,21
Условия отбора :		-Н-бутана, % мольн.	1,36
-Давление, МПа	1,28	-Пентана + высшие, % мольн.	3,64
-Температура, °С	31,6	-Сероводорода, % мольн.	0
Дата отбора	08.05.05	-Гелия, % мольн.	-
<u>Свойства пластового газа</u>		-Азота, % мольн.	0,25
Критическое давление, МПа	4,611	-Углекислого газа, % мольн.	3,43
Критическая температура, °К	230,1	Плотность относительная (воздух = 1)	0,76
Приведённое давление на пластовом давлении	7,154	Молярная масса, г/моль	33,0
Приведённая температура на пластовой температуре	1,677	<u>Газ промысловой сепарации</u>	
Коэффициент сверхсжимаемости	0,954	Плотность относительная (воздух = 1)	0,746
Поправка :		Молярная масса газ, г/моль	21,46
-На отклонение от закона Бойля – Мариота	1,049	<u>Жидкость сепарации</u>	
-На температуру	0,76	Плотность, кг/м ³	-
Объёмный коэффициент	0,0038	Коэффициент усадки, стм ³ /м ³	-
Плотность абсолютная при пластовых условиях, кг/м ³	240,5	Газосодержание, стм ³ /м ³	14,8
Вязкость при пластовых условиях, мПа*с	0,0296	<u>Стабильная углеводородная жидкость</u>	
Давление начала конденсации в пласте, МПа	-	Плотность, кг/м ³	778,5
Давление максимальной конденсации, МПа	-	Молярная масса газа, г/моль	133,9
Содержание стабильной углеводородной жидкости, г/м ³	134,3	Вязкость при 20°С, мПа*с	1,32
Содержание сырой углеводородной жидкости, см ³ /м ³	181,6		

Продолжение таблицы 2.2

Скважина 04-3-ТН-2Х		Объект испытания : DST#1	
Наименование	Значение	Наименование	Значение
Интервал вскрытия, м	3006-3200	<u>Состав пластового газа :</u>	
Абсолютная отметка, м	2980-3174	-Метана, % мольн.	85,870
Пластовое давление, МПа	38,05	-Этана, % мольн.	6,030
Пластовая температура, °С	125,5	-Пропана, % мольн.	3,300
Место отбора	Сепаратор	-Изо-бутана, % мольн.	0,820
Условия отбора :		-Н-бутана, % мольн.	0,930
-Давление, МПа	0,49	-Пентана + высшие, % мольн.	1,600
-Температура, °С	30,3	-Сероводорода, % мольн.	0,000
Дата отбора	01.03.05	-Гелия, % мольн.	0,000
<u>Свойства пластового газа</u>		-Азота, % мольн.	0,760
Критическое давление, МПа	4,578	-Углекислого газа, % мольн.	0,700
Критическая температура, °К	212,7	Плотность относительная (воздух = 1)	0,691
Приведённое давление на пластовом давлении	8,333	Молярная масса, г/моль	19,99
Приведённая температура на пластовой температуре	1,874	<u>Газ промысловой сепарации</u>	
Коэффициент сверхсжимаемости	1,099	Плотность относительная (воздух = 1)	0,684
Поправка :		Молярная масса газ, г/моль	19,71
-На отклонение от закона Бойля – Мариота	0,910	<u>Жидкость сепарации</u>	
-На температуру	0,735	Плотность, кг/м³	561,6
Объёмный коэффициент	0,00392	Коэффициент усадки, стм³/м³	0,71
Плотность абсолютная при пластовых условиях, кг/м³	212,5	Газосодержание, стм³/м³	21,9
Вязкость при пластовых условиях, мПа*с	0,0258	<u>Стабильная углеводородная жидкость</u>	
Давление начала конденсации в пласте, МПа	>38.05	Плотность, кг/м³	796,2
Давление максимальной конденсации, МПа	-	Молярная масса газа, г/моль	165,0
Содержание стабильной углеводородной жидкости, г/м³	-	Вязкость при 20°С, мПа*с	-
Содержание сырой углеводородной жидкости, см³/м³	-		

Продолжение таблицы 2.2

Скважина 04-3- ТЫ-3Х		Объект испытания : DST#3, нижний миоцен	
Наименование	Значение	Наименование	Значение
Интервал вскрытия, м	3600-3643	<u>Состав пластового газа :</u>	
Абсолютная отметка, м	3526-3569	-Метана, % мольн.	68,44
Пластовое давление, МПа	48,7	-Этана, % мольн.	9,16
Пластовая температура, °С	148	-Пропана, % мольн.	5,18
Место отбора		-Изо-бутана, % мольн.	1,22
Условия отбора :	сепаратор	-Н-бутана, % мольн.	1,47
-Давление, МПа		-Пентана + высшие, % мольн.	5,11
-Температура, °С		-Сероводорода, % мольн.	0
Дата отбора	06.03.2009	-Гелия, % мольн.	-
<u>Свойства пластового газа</u>		-Азота, % мольн.	0,3
Критическое давление, МПа	4,55	-Углекислого газа, % мольн.	9,11
Критическая температура, °К	240,1	Плотность ,кг/м ³	
Приведённое давление на пластовом давлении	9,25	- станд. условиях(0,1МПа,20°С)	1,1904
Приведённая температура на пластовой температуре	1,66	Молярная масса, г/моль	28,5
Коэффициент сжимаемости	1,1508	<u>Газ промысловой сепарации</u>	
Поправка :		Плотность ,кг/м ³	
-На отклонение от закона Бойля- Мариота	0,869	- станд. условиях(0,1МПа,20°С)	0,9738
-На температуру	0,696	Молярная масса газ, г/моль	23,3
Объёмный коэффициент	0,004304	<u>Жидкость сепарации</u>	
Плотность абсолютная при пластовых условиях, кг/м ³	307,9	Плотность ,кг/м ³	
Вязкость при пластовых условиях, мПа*с	0,0323	- в раб. условиях(при Р, Т)	762,0
Давление начала конденсации в пласте, МПа	41,3	Коэффициент усадки, стм ³ /м ³	
Давление максимальной конденсации, МПа	11	Газосодержание, стм ³ /м ³	
Содержание стабильного конденсата, г/м ³	284,2	<u>Стабильный конденсат</u>	
Содержание сырого конденсата, см ³ /м ³	673,5	Плотность ,кг/м ³	
		- станд. условиях(0,1МПа,20°С)	800,9
		Молярная масса , г/моль	150,2
		Вязкость при 20°С, мПа*с	0,822(50 °С)*

* – при н.у. конденсат не течет

Продолжение таблицы 2.2

Скважина 04-3- ТЫ-3Х		Объект испытания : DST#4, средний миоцен	
Наименование	Значение	Наименование	Значение
Интервал вскрытия, м	2749-2770	<u>Состав пластового газа :</u>	
Абсолютная отметка, м	2676-2697	-Метана, % мольн.	70,35
Пластовое давление, МПа	33,1	-Этана, % мольн.	7,6
Пластовая температура, °С	128	-Пропана, % мольн.	4,83
Место отбора	сепаратор	-Изо-бутана, % мольн.	1,23
Условия отбора :		-Н-бутана, % мольн.	1,54
-Давление, МПа		-Пентана + высшие, % мольн.	6,53
-Температура, °С		-Сероводорода, % мольн.	0,0
Дата отбора	13.03.2009	-Гелия, % мольн.	-
			0,22
<u>Свойства пластового газа</u>		-Азота, % мольн.	
Критическое давление, МПа	4,477	-Углекислого газа, % мольн.	7,69
Критическая температура, °К	242,7	Плотность ,кг/м ³	
		- станд. условиях(0,1МПа,20°С)	1,2102
Приведённое давление на пластовом давлении	7,42	Молярная масса, г/моль	29,0
Приведённая температура на пластовой температуре	1,64		
Коэффициент сжимаемости	0,962	<u>Газ промысловой сепарации</u>	
Поправка :		Плотность ,кг/м ³	
-На отклонение от закона Бойля- Мариота	1,040	- станд. условиях(0,1МПа,20°С)	0,9277
-На температуру	0,731	Молярная масса газ, г/моль	22,2
Объёмный коэффициент	0,004453	<u>Жидкость сепарации</u>	
Плотность абсолютная при пластовых условиях, кг/м ³	302,4	Плотность ,кг/м ³	
Вязкость при пластовых условиях, мПа*с	0,0317	- в раб. условиях(при Р, Т)	733,1
Давление начала конденсации в пласте, МПа	33,13	Коэффициент усадки, стм ³ /м ³	
Давление максимальной конденсации, МПа	15	Газосодержание, стм ³ /м ³	
Содержание стабильного конденсата, г/м ³	341,8	<u>Стабильный конденсат</u>	
Содержание сырого конденсата, см ³ /м ³	744,6	Плотность ,кг/м ³	
		- станд. условиях(0,1МПа,20°С)	785,6
		Молярная масса , г/моль	133
		Вязкость при 20°С, мПа*с	1,081

Продолжение таблицы 2.2

Скважина 04-3- ТЫ-3Х		Объект испытания : DST#5, средний миоцен	
Наименование	Значение	Наименование	Значение
Интервал вскрытия, м	2675-2688	<u>Состав пластового газа :</u>	
Абсолютная отметка, м	2602-2606	-Метана, % мольн.	59,79
Пластовое давление, МПа	34,66	-Этана, % мольн.	5,54
Пластовая температура, °С	125	-Пропана, % мольн.	3,71
Место отбора	пластовая	-Изо-бутана, % мольн.	1,00
Условия отбора :	2664-2665 м	-Н-бутана, % мольн.	1,24
-Давление, МПа	343	-Пентана + высшие, % мольн.	6,33
-Температура, °С	125	-Сероводорода, % мольн.	0,0
Дата отбора	20.03.2009	-Гелия, % мольн.	-
<u>Свойства пластового газа</u>		-Азота, % мольн.	0,86
Критическое давление, МПа	4,655	-Углекислого газа, % мольн.	21,53
Критическая температура, °К	243,5	Плотность ,кг/м ³ - станд. условиях(0,1МПа,20°С)	1,3198
Приведённое давление на пластовом давлении	7,47	Молярная масса, г/моль	31,6
Приведённая температура на пластовой температуре	1,63	<u>Газ промысловой сепарации</u>	
Коэффициент сверхсжимаемости	1,018	Плотность ,кг/м ³ - станд. условиях(0,1МПа,20°С)	1,0769
Поправка :		Молярная масса газ, г/моль	25,8
-На отклонение от закона Бойля- Мариота	0,982	<u>Жидкость сепарации</u>	
-На температуру	0,736	Плотность ,кг/м ³ - в раб. условиях(при Р, Т)	747,2
Объёмный коэффициент	0,004505	Коэффициент усадки, стм ³ /м ³	
Плотность абсолютная при пластовых условиях, кг/м ³	326,1	Газосодержание, стм ³ /м ³	
Вязкость при пластовых условиях, мПа*с	0,0323	<u>Стабильный конденсат</u>	
Давление начала конденсации в пласте, МПа	34,66	Плотность ,кг/м ³ - станд. условиях(0,1МПа,20°С)	790,5
Давление максимальной конденсации, МПа	18	Молярная масса , г/моль	146
Содержание стабильного конденсата, г/м ³	320	Вязкость при 20°С, мПа*с	1,035
Содержание сырого конденсата, см ³ /м ³	655,4		

Приведенные данные следует принимать с определенной долей достоверности, поскольку депрессия при отборе сепарированных флюидов составляла 29-95% и, соответственно, превышала допустимую (15-20 %).

Это могло дать непредставительный и неравномерный вынос жидкости с забоя скважины в сепаратор, о чем свидетельствует широкий размах выхода насыщенной углеводородной жидкости (например, для DST# 3 – от 105 до 185 см³/м³) и различие по составу газов и жидкости по времени отбора. Наличие нерастворяемой остаточной жидкой фазы в составе рекомбинируемой смеси в условиях пласта, также, в определенной мере, затрудняет оценку достоверности полученных результатов.

В составе пластовых газов содержится от 10,7 до 18,7 % мол. гомологов метана (C₂₊) и, судя по соотношению C₂₊/C₁×100, они относятся к группе от полужирных до жирных газов (C₂₊/C₁×100 от 14.8 до 24.1), а по содержанию парожидких углеводородов (C₅₊) – к группе конденсатных (содержание газового конденсата от 58 до 154 г/м³).

Из объекта испытания DST# 5 скважины 04-3-МС-2Х структуры Манг Кау были отобраны пробы сырого конденсата и газа с промысловым конденсатным фактором 32,7 – 38,2 см³/м³. Отбор проб приведен при депрессии около 20%, т.е. соответствует допустимой. Пробной рекомбинацией при пластовых условиях определено, что жидкость сепарации полностью переходит в газовую фазу, т.е. пластовая смесь при пластовых условиях находится в газовом состоянии. Результаты анализа представлены в табл. 2.2. В составе пластового газа содержится 4,3 % мол. C₂₊ и, судя по соотношению C₂₊/C₁×100, они относятся к группе полужирных газов (100×C₂₊/C₁= 10,6), а по содержанию жидких углеводородов (C₅₊) – к группе конденсатных (содержание газового конденсата 45,4 г/м³). Газ содержит аномально высокую концентрацию углекислого газа (содержание CO₂ 54,5 % мольн.).

Физико-химические свойства жидких флюидов (табл. 2.3) показывают, что их свойства из объектов DST#2А и DST#2В месторождения Тьен Ынг (плотность, вязкость, сумма смол и асфальтенов) близки к таковым для нефтей

среднего миоцена месторождения Дай Хунг. Наблюдается отличие в содержании парафинов, фракционном составе, что обусловлено различием их компонентного состава.

Таблица 2.3 – Физико-химическая характеристика дегазированной нефти структуры Тьен Ынг – Манг Кау

Залежь	04-3-TU -1X				04-3-TU -2X		04-3-MC -2X	
Объект испытания	DST#2A	DST#2B	DST#3	DST#5	DST#5.22	DST#5.24	DST#3	DST#5
Абсолютная отметка, м	2942-3254	2942-2965	2775-2784	2530-2540 2546-2552	3005-3010 2999-3003 2991-2993		2434-2436 2446-2458	2170-2176 2184-2187
Плотность d^{20}_4 г/см ³	0,8525	0,8536	0,8065	0,7755	0,8305	0,8311	0,959	0,8518
Содержание воды, %об.	0,4	24,0	следы	отсут,	3,2	7,9	56,0	0,2
Содержание солей, мг/л	63,8	~	47,5	33,2	113,6	90,6	~	24
Содержание мех.примесей, %об.	~	~	~	0,005	0,03	0,04	~	~
Вязкость при 50°C, сСт	4,76	4,6	при 20°C 1,85	при 20°C 1,85	2,07	2,11	62,00	при 20°C 1,95
Вязкость при 70°C, сСт	3,15	3,13			1,58	1,57	22,27	
Температура застывания, °C	35,5	36	<-20	<-20	21	~	19,5	<-15
Зольность, % мас.	0,017	0,52	0,003	0,014	0,035	0,03	7,434	0,01
Содержание серы, %мас.	0,049	0,049	0,022	0,012	0,058	0,061	0,4584	0,0531
Содержание парафина, %мас.	23,76	23,48	2,6	4,5	7,37	8,26	7,97	1,0
Температура плавл.парафина, °C	57	57	~	~	~	~	~	~
Содержание асфальтенов, %мас.	1,54	1,32	следы	0,15	сумма 5,39	сумма 4,19	9,79	0
Содержание смол, %мас.	3,39	3,72	1,32	2,42			8,29	0,3
Коксуемость, %мас.	1,61	1,59	0,021	0,12	1,29	1,34	7,97	0,02
Начало кипения, °C	98	90	58	56	97	95	мало	90
Фракционный состав % об.							образца	
до 100°C	~	0,3	11,0	15,0	0,7	0,6		0,3
до 150°C	5,0	7,0	32,5	44,0	20	21		19,0
до 200°C	12,0	13,5	48,0	61,5	38	37,5		40,0
до 250°C	19,0	19,0	63,5	75,0	50	50		63,0
до 300°C	32,0	31,0	83,0	88,0	63	63		89,0

Физико-химические свойства образца MC-2X DST#3 участка Манг Кау резко отличаются от свойств жидких углеводородов участка Тьен Ынг. Этот образец имеет высокую плотность ($0,959 \text{ г/см}^3$), вязкость (62 сСт), что связано с высоким содержанием смолисто-асфальтовых веществ (~16 %).

Конденсаты, сепарированные из газовой фазы образцов DST#3 или DST#5 структуры Тьен Ынг, имеют низкую плотность, и по фракционному составу представляют собой легкую фракцию углеводородов с малым содержанием смол и асфальтенов. Отнесение объектов DST#3 и DST#5 к газоконденсатной или нефтегазоконденсатной залежи определяют по составу газовой фазы. Сопоставление критериев типа залежи с результатами анализа газов объектов DST#3 и DST#5 показало, что данные объекты являются нефтегазоконденсатными или газоконденсатными с нефтяной оторочкой непрямоугольного значения. Однако следует отметить, что соотношение компонентов в газе подвержено значительным колебаниям как во времени отбора, так и в зависимости от условий сепарации. Тем не менее, подтверждением того, что залежи являются нефтегазоконденсатными, служит факт наличия в жидкой фазе, получающейся при сепарации газа (табл. 2.3), твердых парафинов, количеств смол и асфальтенов, 5,5-6,6% фракций выкипающих выше 350°C , что характерно для легких нефтей.

Конденсат сепарированный из образца DST#5 участка Манг Кау имеет высокую плотность ($0,85\text{-}0,86 \text{ г/см}^3$), но низкую вязкость (1,95 сСт при 20°C), что может быть обусловлено повышенным содержанием в конденсате ароматических углеводородов, обладающих такими свойствами. Отсутствие асфальтенов, высокий выход фракции, выкипающей до 350°C , позволяет предположить, что этот флюид является конденсатом.

2.6.2. Состав и свойства пластовых вод

В пределах структуры Тьен Ынг-Манг Кау, блока 04-3 было отобрано 90 проб воды из 4 объектов (верхний, средний, нижний миоцен и фундамент), в

том числе некоторые пробы воды отобраны при испытании совместного объекта (нижний миоцен и фундамент). Из общего количества, 51 проба является пластовыми водами, а остальные (39 проб) представлены либо техническими, либо смешанными (пластовой, технической и фильтратом бурового раствора) водами.

По физико-химическим свойствам и ионному составу, пластовые воды во всех объектах структуры ТЫ-МК распределены на два комплекса:

- воды комплекса верхнего, среднего миоцена и верхней части нижнего миоцена.
- воды комплекса нижней части нижнего миоцена и фундамента.

Вода комплекса верхнего, среднего миоцена и верхней части нижнего миоцена ($N_1^3 + N_1^2 + \text{верхняя часть } N_1^1$)

Пластовые воды данного комплекса имеют следующие характеристики:

- Общая минерализация пластовых вод имеет высокую величину, которая изменяется от 22,822 до 31,789 г/л. Плотность вод в стандартных условиях изменяется от 1,015 до 1,021 г/см³. Среда пластовых вод изменяется от слабокислой до слабощелочной с величинами рН от 6,59 до 8,15.

- По анионо-катионному составу пластовые воды характеризуются высоким содержанием хлоридов и суммы $Na^+ + K^+$, которые варьируют в диапазоне 10,97 – 17,63 г/л и 8,50 – 12,08 г/л, соответственно, и низким содержанием сульфатов и магния, которые изменяются от единиц до несколько сотен мг/л (2 – 202 мг/л) и (19 – 63,6 мг/л), соответственно. Кроме того, во всех пробах отмечаются высокие содержания гидрокарбонатов (от 1407 мг/л до 5445 мг/л) и низкие содержания кальция (от 33 мг/л до 354 мг/л).

По разрезу сверху-вниз от верхнего миоцена до нижнего миоцена наблюдается уменьшение содержания гидрокарбонатов (от 5445 мг/л до 1407 мг/л) и увеличение содержания кальция (от 33 мг/л до 354 мг/л). Коэффициент метаморфизма вод (rNa^+/rCl^-) выражается высокими величинами, которые изменяются от 1,01 до 1,28. Коэффициент сульфатности ($(rSO_4^{--} \cdot 100)/rCl^-$ низкий (от 0,01 до 1,14), величина отношения $[r(Na^+ + K^+) - rCl^-]/rSO_4^{--}$

высокая, изменяется от 4 до 1309 единиц. По классификации подземных вод В.А.Сулина, эти воды принадлежат к гидрокарбонатно-натриевому типу.

Микроэлементы (Вг⁻, I⁻, Фенол) имеют высокое содержание во всех скважинах, которые характеризуются следующим: бром составляет от 159 до 1387 мг/л, в среднем- 591 мг/л, иод изменяется от 7,18 мг/л до 18,7 мг/л, в среднем- 10,4 мг/л, содержание фенола имеет очень высокие величины от 23,5 до 123 мг/л, в среднем- 62,4 мг/л.

Вода комплекса нижней части нижнего миоцена и фундамента (N₁¹+Ф)

Результаты опробования пластов показывают, что из нижней части нижнего миоцена и фундамента структуры ТУ-МК были получены притоки пластовых вод из скважин ТУ-1Х и МС-2Х.

Подземные воды этого комплекса также, как и воды вышележащих горизонтов, имеют высокую общую минерализацию, высокое содержание хлоридов и низкое содержание сульфатов и магния, однако они имеют некоторые отличия:

- общая минерализация пластовых вод высокая, изменяется от 24,228 до 30,387 г/л, в среднем- 25,741 г/л. Плотность вод в стандартных условиях изменяется от 1,016 до 1,020 г/см³, в среднем- 1,017 г/см³;

- среда характеризуется от слабокислой до слабощелочной с величинами рН от 6,03 до 7,63, в среднем- 6,95;

- содержания гидрокарбонатов низкие, варьируются в пределах от 72 до 292 мг/л;

- в водах отмечаются очень высокие содержания кальция, которые достигают 6295 мг/л и низкие содержания натрия (4967 ÷ 6797 мг/л);

- коэффициент метаморфизма вод (rNa^+/rCl^-) выражается низкими величинами (0,40 ÷ 0,65), в среднем равняется 0,54. Другие генетические коэффициенты характеризуются низкими значениями: $(rSO_4^{--} \cdot 100) / rCl^- = 0,62 \div 1,34$. Величина отношения $[rCl^- - r(Na^+ + K^+) / rMg^{++}]$ равняется $29 \div 802$;

- по классификации подземных вод В. А. Сулина, пластовые воды этого комплекса относятся к хлор-кальциевому типу.

Содержание микроэлементов (Br^- , I^- , Фенол) в этом комплексе имеют следующие величины: бром составляет от 66 до 1044 мг/л, среднее- 696.6 мг/л. Йод варьируется в пределах от 7,0 до 13,56 мг/л, среднее- 8,06 мг/л. Содержание фенола изменяется от 3,7 до 90,9 мг/л, в среднем- 50,0 мг/л.

2.7. Пластовые давления и температуры, энергетическое состояние залежи

Начальное пластовое давление и температура по скважинам структуры Тьен Ынг – Манг Кау. На основании полученных данных, начальные пластовые давления и температура охарактеризованы по продуктивным комплексам:

Верхний миоцен

Начальное пластовое давление в скв. МС-2Х равно 245,9 ат. на абсолютной отметке -2136 м. Давление выше гидростатического, коэффициент аномальности давления равен 1.151.

Пластовая температура в верхнемиоценовых отложениях равна 102 °С (абс.отм. – 2136 м). Геотермический градиент равен 3.6 °С/100 м.

Средний миоцен

Начальное пластовое давление находится в интервале от 336,5 ат. на абсолютной отметке -2580 м (скв. ТЫ-3Х) до 442 ат. на абсолютной отметке - 2944 м (скв.ТЫ-2Х). Коэффициент аномальности давления по большинству исследованных интервалов опробования меняется от 1,272 до 1,631, что указывает на наличие хорошего энергетического режима средней части миоценового комплекса.

В интервале продуктивных пластов 70_1, 70_2, 70_3 среднего миоцена в скв.ТЫ-4Х и ТЫ-5ХР отмечается АВПД с коэффициентом аномальности давления от 1,455 до 1,503.

Пластовая температура в среднемиоценовых отложениях меняется от 108°С (а.о. – 2366 м) в скв.МС-2Х до 140 °С (а.о. – 3175 м) в скв. ТЫ-4Х. Геотермический градиент по большинству исследованных интервалов скв.ТЫ-

4X меняется от 3,6 °C/100 м до 3,7 °C/100 м. Геотермический градиент в отложениях среднего миоцена в скв.ТЫ-5ХР имеет более высокое значение и находится в интервале от 3,7 °C/100 м до 3,9 °C/100 м.

Нижний миоцен

Начальное пластовое давление находится в интервале от 381,37 ат. на а.о. -2746,5 м (скв.ТЫ-1Х) до 497 ат. на а.о. -3559 м (скв.3Х). Коэффициент аномальности давления меняется от 1,340 до 1,396, что указывает на наличие хорошего энергетического режима нижней части миоценового комплекса.

В скв.ТЫ-5ХР опробование пласта 80_4 нижнего миоцена проводилось совместно с фундаментом. Пластовое давление равно 511 ат. на а.о. -4022 м. Коэффициент аномальности давления равен 1,270.

Пластовые температуры в нижнемиоценовых отложениях меняются от 124°C (абс.отм. – 2746 м) в скв. 1Х, до 163 °C (а.о. -3947 м) в скв.ТЫ-5ХР. Геотермический градиент находится в интервале от 3,5 °C/100 м до 3,6 °C/100 м.

Фундамент

Начальное пластовое давление находится в интервале от 335 ат. на абсолютной отметке -2471 м (скв.МС-2Х) до 527 ат. на абсолютной отметке -4130 м (скв.ТЫ-5ХР). Коэффициент аномальности давления меняется от 1,240 до 1,358, что указывает на наличие хорошего энергетического режима.

Пластовая температура в фундаменте меняется от 133 °C (а.о. -3068 м) в скв.ТЫ-2Х, до 168 °C (а.о. -4130 м) в скв.ТЫ-5ХР. Геотермический градиент равен 3,5 °C/100 м.

3. Проектирование разработки месторождения Тьен Ынг

3.1. Методика расчета технологических показателей разработки

Согласно инструкции ГКНГ «Петровьетнам» при технологическом проектировании используются только запасы категорий 2Р (Р1+Р2).

Такое решение продиктовано изучением зависимости степени подтверждения запасов газа и конденсата от рисков освоения месторождения, в том числе концепции его обустройства.

Основной целью данных расчетов является определение основных показателей разработки (суточные и годовые отборы газа, порядок ввода и фонд эксплуатационных скважин, коэффициенты газоотдачи и конденсатоотдачи на конец предполагаемого срока разработки) и экономической целесообразности освоения перспективных площадей.

Методика расчета показателей разработки месторождений природных газов с помощью метода материального баланса заключается в определении изменения во времени: дебитов скважин, пластового и забойного давлений для выбранного темпа отбора газа из залежи при определенном технологическом режиме эксплуатации скважин.

Предполагается, что объекты будут разрабатываться на газовом режиме с проявлением водонапорного.

Оценка показателей водонапорной системы проводилась по методике ван Евердингена-Херста, расчет по которой базируется на теории упругого режима фильтрации. Залежь рассматривается как укрупненная скважина с неизменным во времени радиусом. Потери давления в обводненной зоне пласта не учитываются, водоносный пласт принимается однородным по коллекторским свойствам и постоянным по толщине.

Если воронка депрессии, образовавшаяся в результате пуска залежи в эксплуатацию, за рассматриваемое время не достигает внешней границы, то водоносный пласт считается бесконечным по протяженности. В противном

случае водоносный пласт ограничивается окружностью с радиусом залежи. Расчеты проводят по методу последовательных приближений.

Для расчетов технологических показателей были приняты следующие объекты газа и конденсата:

Средний миоцен (горизонты 30-1–30-3 и 70-3–76-1);

Нижний миоцен (горизонт 80-1);

Нижний миоцен (горизонт 80-2);

Нижний миоцен (горизонт 80-3);

Фундамент.

Входные дебиты скважин по газу для всех горизонтов месторождения Тьен Ынг обосновывались исходя из условий фонтанирования скважин и поддержания периода постоянной добычи на максимально возможный промежуток времени (обеспечение бесперебойных контрактных поставок газа), а также для равномерной, более полной и рациональной выработки запасов газа из продуктивных пластов месторождения.

Разработка месторождения Тьен Ынг была начата в 2015 году. Срок разработки – 20 лет.

3.2. Технологические показатели разработки месторождения Тьен Ынг

Для ввода месторождения Тьен Ынг в раннюю эксплуатацию необходимо построить блок-кондуктор на 12 ячеек. Строительство было закончено в III квартале 2015 года.

После расконсервации скв.№3Х и последующего бурения дополнительных 11 скважин планируется ввести месторождение в разработку. Из 12 скважин эксплуатационного фонда, четыре скважины являются горизонтальными (скв.№8Г, 9Г, 11Г и 13Г) и 4 скважины (скв.№12, 14, 15 и 16) предлагается оснастить оборудованием для одновременно-раздельной эксплуатации скважин с целью совместной разработки нескольких объектов.

Коэффициент эксплуатации по добывающим скважинам принят равным 0,95.

Средний миоцен (горизонты 30-1 – 30-3).

Разработка была начата в 2015г. Эксплуатационный фонд – 5 скважин, из них 2 скв. горизонтальные (№№8Г и 9Г). Максимальный уровень добычи газа приходится на третий год эксплуатации и составляет 246,5 млн.м³. Период постоянной добычи газа продлится 6 лет.

Разработка залежей продлится 15 лет, накопленная добыча газа составит 2161,6 млн.м³, конденсата 109,7 тыс.м³.

При среднем содержании углекислого газа 8,5% накопленная добыча углеводородного газа составит 1978,2 млн.м³. Коэффициент газоотдачи достигнет величины 0,90 д.ед, конденсатоотдачи 0,14 д.ед.

Средний миоцен (горизонты 70-3 – 76-1).

Разработка была начата в 2016г. Эксплуатационный фонд – 2 скважины, из которых одна горизонтальная (№11Г). Максимальный уровень добычи газа приходится на второй год эксплуатации и составляет 51,7 млн.м³. Период постоянной добычи газа продлится 6 лет.

Разработка залежей продлится 15 лет, накопленная добыча газа составит 585,8 млн.м³, конденсата 42,4 тыс.м³.

При среднем содержании углекислого газа 5% накопленная добыча углеводородного газа составит 556,5 млн.м³. Коэффициент газоотдачи достигнет величины 0,51 д.ед, конденсатоотдачи 0,73 д.ед (табл. 3.1).

Таблица 3.1 – Технологические показатели разработки горизонтов 70-3 – 76-1 среднего миоцена

Голы	Фонд скважин	Средний дебит по газу, тыс. м ³ /сут	Добыча газа, млн.м ³	Нак. Доб. Газа млн.м ³	КИК д. ед.	Доб. УВ газа, млн.м ³	Нак. Доб. УВ Газа млн.м ³	Доб. СО2 газа, млн.м ³	Нак. Доб. СО2 Газа млн. м ³	Добыча конденсата, тыс. м ³	Накдоб. конденсата, тыс. м ³	КИК д. ед.	Добыча воды, тыс. м ³	Нак. Доб. Воды, тыс.м ³
1														
2	2	57,3	16,7	16,7	0,01	15,89	15,89	0,84	0,84	1,2	1,2	0,02	0,7	0,7
3	2	73,7	51,1	67,9	0,06	48,58	64,47	2,56	3,39	3,7	4,9	0,08	0,0	0,7
4	2	73,7	51,1	119,0	0,10	48,58	113,05	2,56	5,95	3,7	8,6	0,15	0,3	1,0
5	2	73,7	51,1	170,1	0,15	48,58	161,63	2,56	8,51	3,7	12,3	0,21	0,7	1,7
6	2	73,7	51,1	221,3	0,19	48,58	210,21	2,56	11,06	3,7	16,0	0,28	1,7	3,4
7	2	73,7	51,1	272,4	0,24	48,58	258,79	2,56	13,62	3,7	19,7	0,34	3,3	6,7
8	2	73,7	51,1	323,5	0,28	48,58	307,37	2,56	16,18	3,7	23,4	0,40	5,8	12,4
9	2	63,2	43,8	367,4	0,32	41,64	349,01	2,19	18,37	3,2	26,6	0,46	7,5	19,9
10	2	57,9	40,2	407,6	0,35	38,17	387,18	2,01	20,38	2,9	29,5	0,51	10,0	30,0
11	2	52,6	36,5	444,1	0,38	34,70	421,88	1,83	22,20	2,6	32,1	0,55	12,6	42,5
12	2	47,4	32,9	477,0	0,41	31,23	453,11	1,64	23,85	2,4	34,5	0,59	14,9	57,4
13	2	42,1	29,2	506,2	0,44	27,76	480,87	1,46	25,31	2,1	36,6	0,63	16,7	74,0
14	2	40,0	27,8	533,9	0,46	26,37	507,24	1,39	26,70	2,0	38,6	0,67	20,0	94,0
15	2	37,9	26,3	560,2	0,48	24,98	532,22	1,31	28,01	1,9	40,5	0,70	23,4	117,5
16	2	36,8	25,6	585,8	0,51	24,29	556,51	1,28	29,29	1,8	42,4	0,73	28,1	145,6

Нижний миоцен (горизонт 80-1).

Разработка была начата в 2016г. Эксплуатационный фонд – 2 скважины, из которых одна горизонтальная (№13Г), а скв.№12 предусматривается эксплуатировать совместно с горизонтом 80-2.

Максимальный уровень добычи газа приходится на третий год эксплуатации и составляет 265,6 млн.м³. Период постоянной добычи газа продлится 3 года.

Разработка залежей продлится 15 лет, накопленная добыча газа составит 2014,3 млн.м³, конденсата 52,3 тыс.м³.

При среднем содержании углекислого газа 3,3% накопленная добыча углеводородного газа составит 1947,4 млн.м³. Коэффициент газоотдачи достигнет величины 0,79 д.ед, конденсатоотдачи 0,15 д.ед.

Нижний миоцен (горизонт 80-2).

Горизонт 80-2 нижнего миоцена предусматривается разрабатывать одной скважиной №12 совместно с горизонтом 80-1.

Максимальный уровень добычи газа приходится на второй год эксплуатации и составляет 34,1 млн.м³. Период постоянной добычи газа продлится 4 года.

Разработка залежей продлится 16 лет, накопленная добыча газа составит 390 млн.м³, конденсата 51,4 тыс.м³.

При среднем содержании углекислого газа 3,3% накопленная добыча углеводородного газа составит 377,1 млн.м³. Коэффициент газоотдачи достигнет величины 0,40 д.ед, конденсатоотдачи 0,42 д.ед.

Нижний миоцен (горизонт 80-3) и фундамент.

Разработка была начата в 2018г. после бурения трех скважин – №14, 15 и 16 на третий год эксплуатации месторождения.

Эксплуатационный фонд 3 скважины, все скважины предусматривается оснастить оборудованием для ОРЭ для совместной эксплуатации нижнего миоцена (горизонт 80-3) и фундамента.

По горизонту **80-3 нижнего миоцена** максимальный уровень добычи газа приходится на второй год разработки объекта и составляет 52,1 млн.м³. Период постоянной добычи газа продлится 4 года.

Разработка залежей продлится 18 лет, накопленная добыча газа составит 733,8 млн.м³, конденсата 78,7 тыс.м³.

При среднем содержании углекислого газа 9,1% накопленная добыча углеводородного газа составит 667 млн.м³. Коэффициент газоотдачи достигнет величины 0,73 д.ед, конденсатоотдачи 0,26 д.ед.

По фундаменту максимальный уровень добычи газа приходится на второй год эксплуатации и составляет 50,5 млн.м³. Период постоянной добычи газа продлится 4 года.

Разработка залежей продлится 18 лет, накопленная добыча газа составит 564,1 млн.м³.

При среднем содержании углекислого газа 7,2% накопленная добыча углеводородного газа составит 523,8 млн.м³. Коэффициент газоотдачи достигнет величины 0,47 д.ед.

Месторождение Тьен Ынг

Разработка месторождения была начата в 2015г. после строительства блок кондуктора (БК), расконсервации скв.№3Х и последующего бурения 11 добывающих скважин.

Максимальный уровень добычи газа в объеме 710,7 млн.м³ будет достигнут на четвертый год эксплуатации. Период постоянной добычи продлится 3 года. В последствии годовые уровни добычи газа в следствии снижения пластового давления уменьшаются. Годовой уровень добычи газа на конец расчетного периода составит 18,6 млн.м³.

Накопленная добыча газа месторождения Тьен Ынг за 20 лет разработки составит 6449,7 млн.м³, конденсата 334,4 тыс.м³.

Накопленная добыча углеводородного газа составит 6050,0 млн.м³.

3.3. Технологические показатели разработки месторождения Дай Хунг

Исходя из данных о запасах нефти и газа месторождения Дай Хунг на 01.10.2011г. (утверждённых комиссией по запасам Государственной нефтегазовой корпорации) компания PVEP ROC провела расчёты возможности добычи и сбора газа (свободного и попутного) месторождения Дай Хунг следующим образом:

- добыча попутного газа с участка расположения платформы ДН-01 рассчитана на основе ежегодного прогноза
- добыча попутного газа с участка расположения платформы ДН-02 рассчитана на основе ежегодного прогноза
- прогноз добычи свободного газа некоторых залежей в районе ДН-02. Эксплуатация залежей природного газа была начата в 2018г.

До срока ввода в разработку месторождения Тьен Ынг добытый попутный газ с месторождения Дай Хунг будет подаваться на факел.

3.4. Контроль за разработкой методами промысловой геофизики

Комплекс ГИС в бурящихся скважинах должен обеспечить получение необходимой информации для построения геологической модели и решение следующих основных геолого-геофизических задач:

- литологическая разбивка разреза и выделение коллекторов;
- уточнение геологического строения месторождения;
- оценка характера насыщения и промышленная оценка газоносности коллектора;
- определение емкостных параметров продуктивных пластов;
- оценка положения газоводяного контакта (ГВК);
- оценка технического состояния ствола скважины и качества цементировки эксплуатационной колонны.

В эксплуатационных скважинах промыслово-геофизические исследования выполняются с целью решения следующих основных задач:

- определение газонасыщенности продуктивных пластов;

- оценка положения текущего ГВК;
- выделение газоотдающих интервалов и оценка их продуктивности;
- определение интервалов заколонных перетоков и мест поступления газа в заколонное пространство;

- изучение технического состояния скважин.

Решение перечисленных задач осуществляется комплексом ГИС: радиоактивный каротаж (нейтронный гамма-каротаж НГК, нейтрон-нейтронный каротаж ННК, гамма-каротаж ГК и др.), термометрия, плотнометрия, дебитометрия.

Для оценки технического состояния эксплуатационных колонн применяют исследования МИТ- 40, кавернометрию, шаблонирование. Высоту подъема и качество цемента за обсадными колоннами определяют акустической цементометрией (АКЦ) и гамма-гамма цементометрией (СГДТ).

В табл. 3.2 представлена рекомендуемая программа исследовательских работ для скважин месторождения Тьен Ынг.

Таблица 3.2 – Рекомендуемые виды и объемы исследовательских работ

Виды работ	Периодичность
1. Замер дебита	1 раз в неделю.
2. Замер пластового давления	1 раз в квартал
3. Замер забойного давления	1 раз в квартал.
4. Замер давления на устье	Ежедневно
5. Замер температуры на устье	1 раз в неделю.
6. Определение обводнённости.	1 раз в неделю.
7. Контроль за межколонными газопроявлениями	1 раз в квартал.
8. Газодинамические исследования при установив-шихся и неуставившихся режимах (ИД, КВД).	По программе ПДНГ и НИПИ. После освоения, до и после про-ведения ОПЗ, КРС – обязательно.

Продолжение таблицы 3.2

9. Оценка интервалов и источников поступления газа, конденсата и воды в интервале перфорации или открытого ствола (метод PLT – дебитометрия, термометрия, плотнометрия).	Контрольно-постоянно. При освоении и проведении КРС – обязательно.
10. Оценка высоты подъема и качества цемента за обсадными колоннами (АКЦ, СГДТ).	При необходимости. При проведении РИР – обязательно.
11. Оценка технического состояния эксплуатацион-ных колонн (МП- 40, кавернометрия, шаблони-рование и отбивка забоев скважин).	При необходимости, перед проведением исследований глубинными приборами и проведением КРС, после длительных простоев.
12. Отбор поверхностных и глубинных проб газа, конденсата, воды, химический анализ.	По программе ПДНГ и НИПИ. При освоении – обязательно.

3.5. Регулирование процесса разработки

В рамках анализа разработки месторождения Тьен Ынг по результатам текущих показателей работы скважин предлагается рассматривать следующие мероприятия по регулированию процесса разработки:

- изменение режимов работы добывающих скважин с целью форсирования или ограничения отборов газа;
- увеличение гидродинамического совершенства скважин путем различных ОПЗ;
- изоляция обводнившихся интервалов путем установки цементных мостов и пакерующих устройств.

По каждому мероприятию будет проводиться оценка технологической и экономической эффективности. При получении положительной оценки мероприятие будет рекомендовано к реализации.

3.6. Методы повышения эффективности разработки многослойного морского газоконденсатного месторождения

При планировании разработки шельфовых месторождений необходимо учитывать сложности, присущие данным проектам: высокие капитальные затраты, необходимость обеспечения высоких темпов разработки при ограниченном фонде скважин, сезонность работ на море и т.д. [4]. При принятии решения об эксплуатационном бурении на месторождениях Южного Коншонского бассейна Социалистической Республики Вьетнам к вышеперечисленным ограничениям добавляются особенности геологического строения залежей:

- Многопластовое строение – наличие до 4-х продуктивных пластов с различными фильтрационно-емкостными свойствами, энергетическими показателями, положениями водонефтяных контактов (ВНК), PVT-свойствами флюидов;
- Присутствие разномасштабных тектонических нарушений, которые не всегда однозначно выявляются по сейсмическим данным. Разломы могут разделять месторождение на отдельные блоки с различными характеристиками продуктивных пластов.

Если подходить к разработке таких месторождений стандартным методом – бурить разведочные скважины на все продуктивные пласты в каждом блоке и по результатам испытаний принимать решение о вводе залежи в промышленную эксплуатацию, то проект будет заведомо неэффективным. В работе предложены пути повышения эффективности разработки такого месторождения на примере месторождения Тьен Ынг путем поэтапного снижения неопределенности параметров залежи за счет оптимизации порядка заложения скважин, корректировки программ испытания и доразведки, использования технологии одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ).

Важным элементом геологического строения исследуемого района являются тектонические нарушения, в основном сбросы, прослеживаемые в

фундаменте и осадочном чехле. Они имеют северо-восточное, субмеридиональное и субширотное простирание. Сбросы разделяют фундамент на блоки, ступенчато погружающиеся вниз по склону структуры, как показано на рис. 3.1 [5].

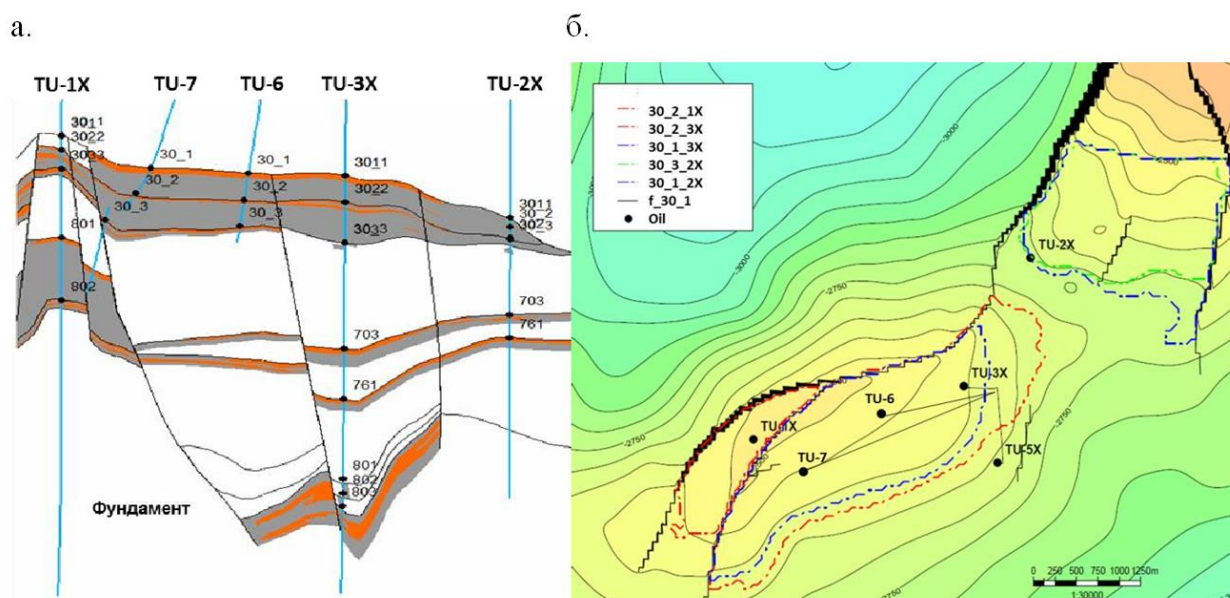


Рисунок. 3.1 – Геологическое строение месторождения:
а – геологический разрез,
б – структурная карта по горизонту СГ-30.

По результатам испытания разведочных скважин №№TU-1X, TU-2X, TU-3X, TU-5X были выделены газоконденсатные залежи в горизонтах среднего миоцена (группы 30-х и 70-х пластов), нижнего миоцена (группа 80-х пластов), а также в фундаменте в районе скважины №TU-1X (результаты испытаний скважин представлены табл. 3.3).

Таблица 3.3 – Результаты испытаний разведочных скважин

Скважина	Пласт	D штуцера, мм.	Результаты испытаний		
			Дебит газа, тыс. м3/сут	Конденсатный фактор, см3/м3	CO2, % моль
TU-1X	Ф	13	12		нет данных
	Ф	25	210		14
	НМ (80_5)	25	42	1,14	нет данных
	НМ (80_2)	32	1222	0,17	3
	СМ (30_3-70_3)	13	Промышленный приток не получен		
	СМ (30_2)	19	83	0,24	3
TU-2X	Ф	-	Промышленный приток не получен		
	Ф+НМ	-			
	НМ (80_1)	-			
	НМ (76_1-80_1)	-			
	НМ (76_1)	-			
	СМ (70_4)	16	19	1	1
TU-3X	Ф	-	Промышленный приток не получен		
	НМ (80_4-80_5)	-			
	НМ (80_3)	19	73	1,30	9
	СМ (30_2)	32	943	0,41	8
	СМ (30_1)	32	966	0,36	22
TU-5X	Ф	-	Промышленный приток не получен		
	Ф+НМ (80_5)	-			
		-			
	НМ (80_4)	-			
	НМ (80_3)	-			
	НМ (70_1-70_2)	-			
	СМ (30_1-30_2)	-			
	СМ (30_1)	-			

Карты эффективных нефтенасыщенных толщин по продуктивным пластам (за исключением фундамента) представлены на рис. 3.1. В пределах

каждого пласта выделено до четырех залежей, ограниченных разломами, которые вносят неопределённость в подсчет запасов. Так, продуктивные отложения пластов 80_3 и 80_2 – 80_5 нижнего миоцена пересекают низкоамплитудные разломы, отделяющие участки с неподтвержденным характером насыщения (карты «в», «г» на рис. 3.2).

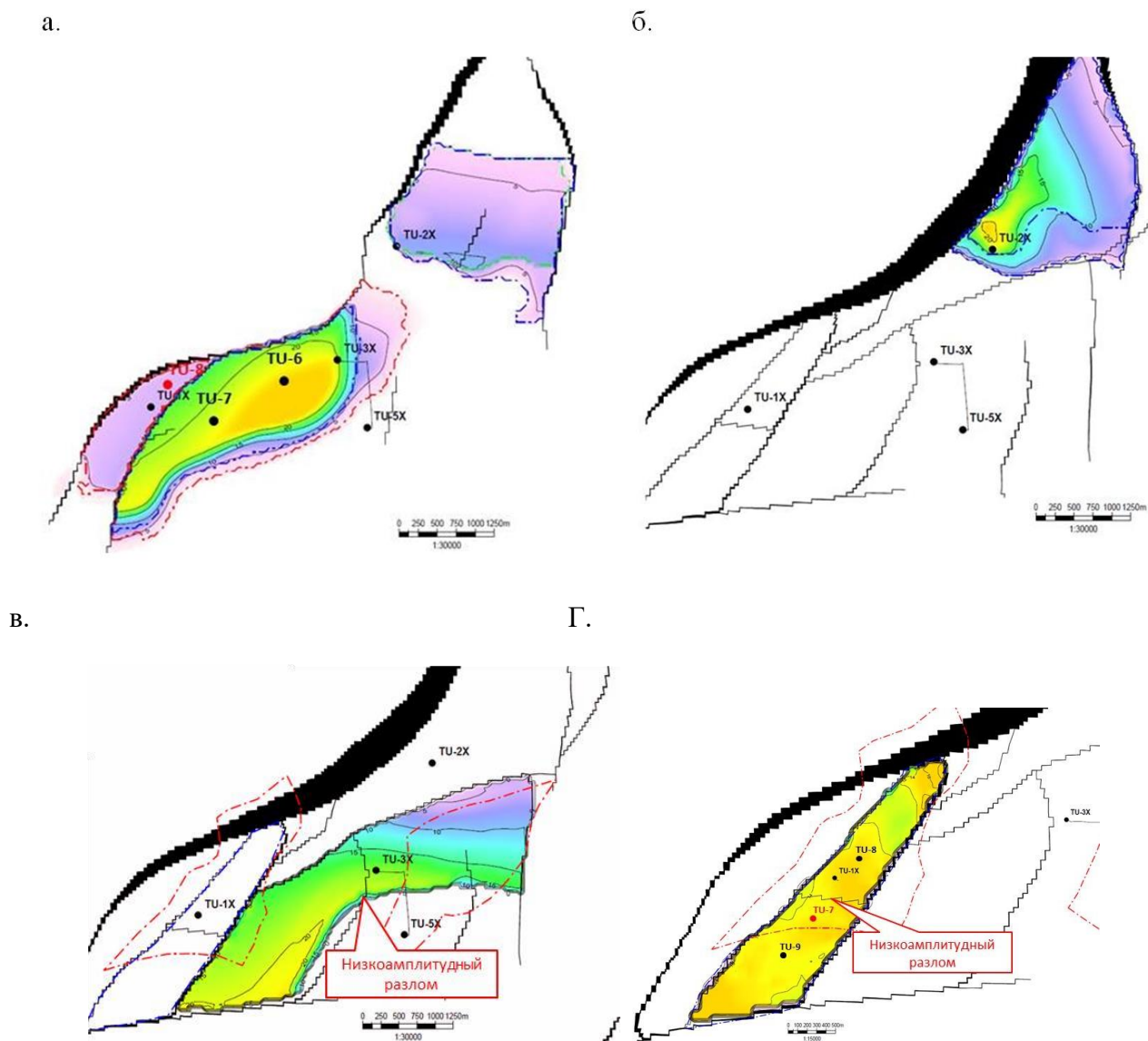


Рисунок 3.2 – Карты эффективных газонасыщенных толщин:

а – СМ 30_1 – 30_4;

б – СМ 70_1 – 70_6;

в – НМ 80_3;

г – НМ 80_2 – 80_5.

Для достижения наибольшего значения КИН, а также заданных параметров экономической эффективности разработки месторождения,

имеющего блоковую многопластовую структуру и высокую неопределенность в запасах, необходимо максимизировать успешность программы эксплуатационного бурения. Был предложен алгоритм принятия решения об эксплуатационном бурении залежи с использованием принципа «от известного к неизвестному». Согласно алгоритму, траектории скважин необходимо планировать таким образом, чтобы в процессе эксплуатационного бурения скважины выполнили функцию доразведки нижележащих объектов, а последующие скважины следует бурить только в блоки с подтвержденными запасами. В случае подтверждения запасов, как в основном пласте, так и в исследуемом, для повышения эффективности добычи было предложено использовать компоновки ОРЭ. Планирование технико-экономических показателей предлагается выполнять поэтапно по мере уточнения геологического строения месторождения в соответствии с уровнем его изученности: начиная от построения 2D карт, расчетов материального баланса и заканчивая созданием полномасштабной геолого-гидродинамической модели как основного инструмента для анализа и принятия решений.

3.6.1. Планирование разработки месторождения

Программа эксплуатационного бурения разработана по следующему алгоритму:

1. Выделение участков с надежными запасами, определение первоочередных скважин, планируемых к бурению в данные зоны.

Пример: скважины №№TU-6, TU-7 запланированы к бурению на пласты 30_1-30_4 среднего миоцена в районе разведочной скважины №TU-3X, скважина №TU-8 на пласты 80_2-80_5 в район разведочной скважины №TU-1X (рис. 3.2 а, г).

2. Планирование траекторий вышеперечисленных скважин таким образом, чтобы вовлечь в разработку максимальный объем запасов вышележащих горизонтов или выполнить доразведку нижележащих пластов. В случае положительного результата доразведки (вскрытия нескольких

продуктивных пластов) предусмотрено оснащение скважин компоновкой ОРЭ.

Пример: с целью уточнения продуктивности пластов 80_2-80_5 нижнего миоцена в южной части залежи запланировано углубление скважины №TU-7 до кровли фундамента. Траектория скважины №TU-8 подобрана таким образом, чтобы вовлечь в разработку пласт 30_2 среднего миоцена района скважины №TU-1X и вскрыть фундамент. В скважинах №TU-7 и №TU-8 предусмотрено внедрение компоновок ОРЭ: двухпакерная в скважине №TU-7 и трехпакерная в скважине №TU-8 (рис. 3.2.а и г).

3. Формирование программы бурения скважин, зависимых от результатов доразведки залежи эксплуатационным фондом.

Пример: в случае положительного результата доразведки пластов среднего миоцена в скважине №TU-7 запланировано бурение скважины №TU-9 (рис. 3.2.г).

4. Анализ риска геологоразведочных работ с помощью показателя ожидаемой денежной стоимости проекта (Evaluated Monetary Value, EMV). EMV – сумма произведений значения каждого возможного результата, выраженного в денежных единицах (NPV) на вероятность получения соответствующего результата (POS) [6].

Пример: скважина №TU-7 запланирована к бурению до кровли фундамента с целью определения продуктивности отложений пластов 80_2-80_5 нижнего миоцена, ограниченных низкоамплитудным разломом от отложений района скважины №TU-1X. Вероятность положительного результата – подтверждение продуктивности нижнего миоцена – задавалась экспертно и составляла 75%. Следовательно, ожидаемый EMV денежная стоимость бурения скважин №TU-7 и №TU-9 рассчитывался суммированием произведения NPV бурения двух или одной скважины на вероятность получения положительного или отрицательного результата доразведки пластов нижнего миоцена скважиной №TU-7 (рис. 3.3).

С помощью применения данного подхода определены сценарные условия, при которых проект является рентабельным, принято решение о разработке месторождения Тьен Ынг одним морским гидротехническим сооружением – блок-кондуктором. В 2016 году всего на месторождении был запланирован ввод двенадцати добывающих скважин., включая расконсервацию скважины №ТУ- 3Х и бурение пяти зависимых скважин. На 75% фонда предусмотрено использование компоновок ОРЭ.

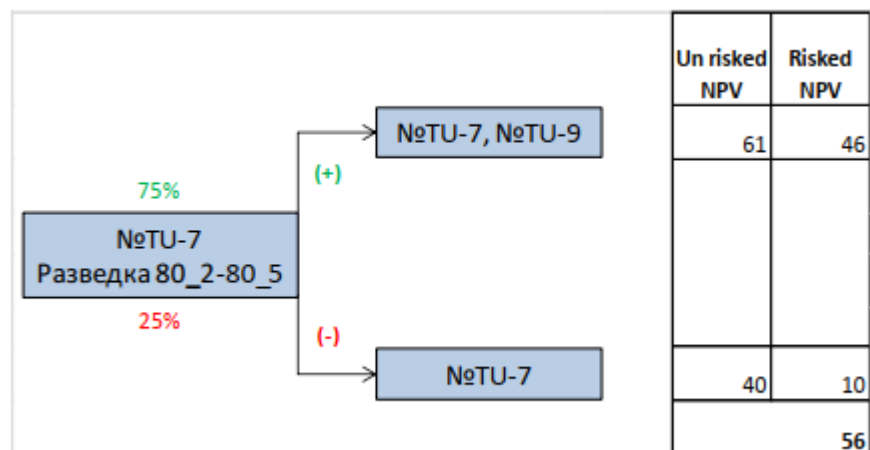


Рисунок 3.3 – Пример расчета ожидаемого денежной стоимости проекта

3.6.2 Результаты разработки месторождения

По результатам бурения скважины №ТУ-7 не подтвердилось геологическое строение месторождения, скважина не вскрыла пласт 80_2, поэтому принято решение не бурить скважину №ТУ-9 на отложения 80_2-80_5 нижнего миоцена. Продуктивность основных горизонтов в скважинах №ТУ-7 и №ТУ-8 полностью подтвердилась (рис. 3.4).

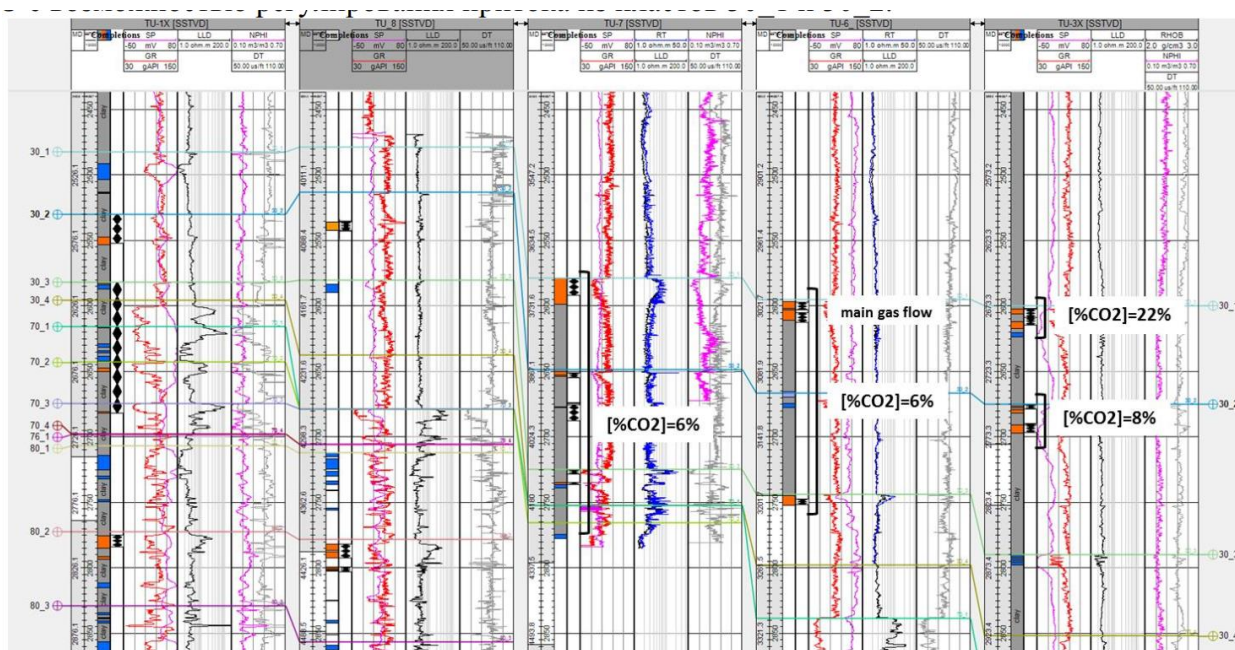


Рисунок 3.4 – Корреляционный разрез по скважинам TU-1X-TU-8-TU-7-TU-6-TU-3X

Согласно данным эксплуатации скважин №№TU-6, TU-7 было выявлено, что содержание CO_2 в добываемом газе с пластов 30_1-30_3 среднего миоцена не согласуется с результатами испытаний разведочной скважины №TU-3X и текущим представлением о геологическом строении месторождения. На основе проведенных промысловых геофизических исследований в скважине №TU-6 основная добыча газа ведется из пласта 30_1 среднего миоцена с содержанием $[\text{CO}_2]=6\%$. Данный пласт был опробован в скважине №TU-3X, получен приток газа с содержанием $[\text{CO}_2]=22\%$ (табл. 3.3). При этом корреляция интервалов 30_1 и 30_2 с соседними скважинами не вызывает сомнения. Так как месторождение имеет блоковое строение, существенное изменение свойств газа может объясняться наличием тектонических нарушений.

В настоящее время на рассматриваемом месторождении имеется куб сейсмических данных (PSDM), полученный в результате переработки съемок 3D. Данные материалы использовались для структурной интерпретации горизонтов (рис. 3.5):

Возраст			мощность (м)	Страт. Колонка	Сейсмо- горизонт
Отдел	Под отдел	млн. лет			
МИОЦЕН	НАМ КОНШОН (N1 ²)	10,4	50 - 1000		СГ-30
	ТХОНГ-МКАУ (N1 ²)	16,3	150 - 1500		СГ-70
	ЗЫА (N1 ¹)	23,3	90 - 300		СГ150
ОЛИГОЦЕН	КАУ (E3)	35,4	200 - 2500		СГ- АФ
Φ		>65			

Рисунок 3.5 – Сводная стратиграфическая колонка Блока 04-3

- СГ-200 (СГ-АФ) соответствующему отражениям акустических волн от поверхности фундамента;
- СГ-80 соответствующему кровле свиты Зыа нижнемиоценового возраста;
- СГ-70 соответствующему кровле карбонатной пачки среднего миоцена;

В пластах 30_1 – 30_4 среднего миоцена выделен дополнительный разлом, отделяющий скважину №TU-3X от скважин №№TU-6, TU-7. Данный разлом ранее выделяли по нижележащим пластам, но не распространяли до горизонта СГ-30 по причине неоднозначности интерпретации.

Для подтверждения геологических особенностей строения пластов (наличия разлома и оценки расстояния до него, определения фильтрационно-емкостных свойств коллектора) в скважине №TU-6 запланировано проведение гидродинамических исследований (ГДИ). С целью контроля добычи углекислого газа на месторождении скважина №TU-3X оснащена компоновкой ОРЭ с возможностью регулирования притока из пластов 30_1 и 30_2.

Мониторинг разработки месторождения

Ключевыми задачами мониторинга разработки месторождений углеводородов являются:

- анализ энергетического состояния залежи;
- расчет потенциала скважины;
- оценка остаточных извлекаемых запасов.

Для решения данных задач на скважинах с определенной периодичностью проводят ГДИ. Если ГДИ отсутствуют, то применяются методы, основанные на анализе данных нормальной эксплуатации скважин. Например, в скважине №TU-6 снятие индикаторной диаграммы (ИД) проводилось только один раз перед запуском скважины в добычу. В процессе эксплуатации скважины регулярно замеряются буферное давление и дебит скважины. Этих данных вполне достаточно для расчета потенциала скважины, оценки пластового давления и извлекаемых запасов.

При обработке данных эксплуатации скважины необходимо выделение установившихся режимов (рис. 3.7.а) и пересчет замеров буферного давления в забойные значения. Расчет забойного давления выполнялся 2-мя способами:

- По барометрической формуле:

$$p=p_0 \cdot e^{(-Mg \frac{h-h_0}{RT})} \quad (3.1)$$

Эта формула для неподвижного столба газа во время длительной остановки скважины. 04.06.2017 года $p_{st} = 240$ атм, $p_{wf} = p_e = 327$ атм (рис. 3.7.а), начальное пластовое давление и статическое давление составляли $p_e = 349$ атм, $p_{st} = 260$ атм, соответственно.

- По подвижному столбу с учетом сопротивления потоку газа. Для этого, на основе данных ГДИ, замеров дебита и буферного давления P_b создавалась и адаптировалась модель течения к скважине (табл. 3.4).

Таблица 3.4 – Расчет забойного давления по замерам буферного давления на скважине №TU-6

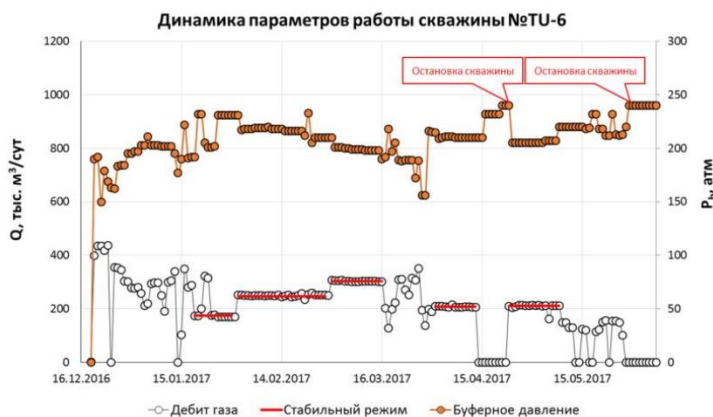
Режим	Дебит газа, тыс. м³/сут	Буферное давление, атм	Забойное давление, атм
1	170	232	324
2	250	211	304
3	302	193	289
4	206	211	296
5	212	207	292

С использованием квадратичного закона притока [7]:

$$p_e^2 - p_{wf}^2 = AQ + BQ^2 \quad (3.2)$$

и технологических показателей работы скважины на установившихся режимах строилась индикаторная диаграмма с осями $(Q; \frac{p_e^2 - p_{wf}^2}{Q})$. Пластовое давление до марта 2017 года принималось равным $p_e = 349$ атм, с апреля по июнь 2017 года – $p_e = 327$ атм. В результате аппроксимации замеров линейной зависимостью были определены фильтрационные коэффициенты $A = 53 \text{ атм}^2 \times \text{сут} / (\text{тыс м}^3)$ и $B = 0,24 \text{ атм}^2 \times \text{сут}^2 / (\text{тыс м}^3)^2$ согласно рис. 3.7.б.

а.



б.

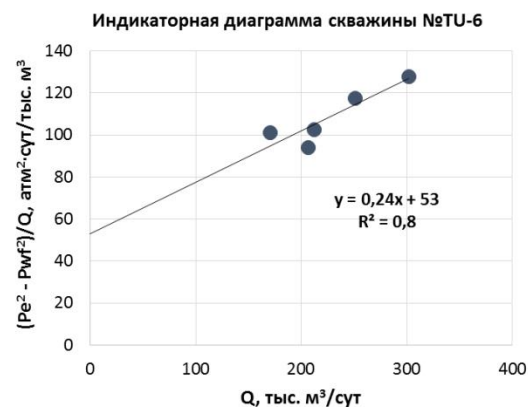


Рисунок 3.7 – Анализ параметров работы скважины №TU-6;

а. Динамика параметров работы скважины;

б. Индикаторная диаграмма.

Оценка потенциала скважины выполнялась с помощью формулы (3.1), при условии минимизации забойного давления $P_{wf} \rightarrow \min$. Минимальное забойное давление в данном случае определялось минимальным буферным давлением $p_b = 35 \text{ атм}$, необходимым для транспортировки газа по трубопроводу от платформы на берег. С использованием модели течения к скважине потенциал скважины составил $Q_{\max} = 510 \text{ тыс. м}^3/\text{сут}$.

Для оценки извлекаемых запасов, приходящихся на скважину №TU-6, применялся метод материального баланса. В случае газонапорного режима динамика пластового давления задается следующим уравнением [8]:

$$\frac{Pe(t)}{z(t)} = \left(\frac{Pe(0)}{z(0)} - \frac{\int_0^t Q(t) dt}{N} \right) \quad (3.3)$$

где $p_e(t)$, $z(t)$ – пластовое давление и коэффициент сверхсжимаемости в момент времени t .

$\int_0^t Q(t) dt$, N – суммарная добыча и геологические запасы газа, приходящиеся на скважину, соответственно, приведенные к атмосферному давлению. Коэффициенты сверхсжимаемости для различных давлений, необходимые для метода материального баланса, определены по результатам настройки композиционной PVT-модели по данным исследования глубинных проб.

С использованием формулы (3.2) геологические запасы газа, приходящиеся на скважину №TU-6, оцениваются в $N = 940$ млн.м³. Извлекаемые запасы газа, соответствующие минимальному буферному давлению $p_b = 35$ атм, оцениваются в $N_{in} = 844$ млн.м³. С учетом накопленной добычи газа $\int_0^t Q(t)dt = 36,3$ млн.м³, остаточные извлекаемые запасы скважины №TU6 равны $N = 808$ млн.м³ (рис. 3.8).

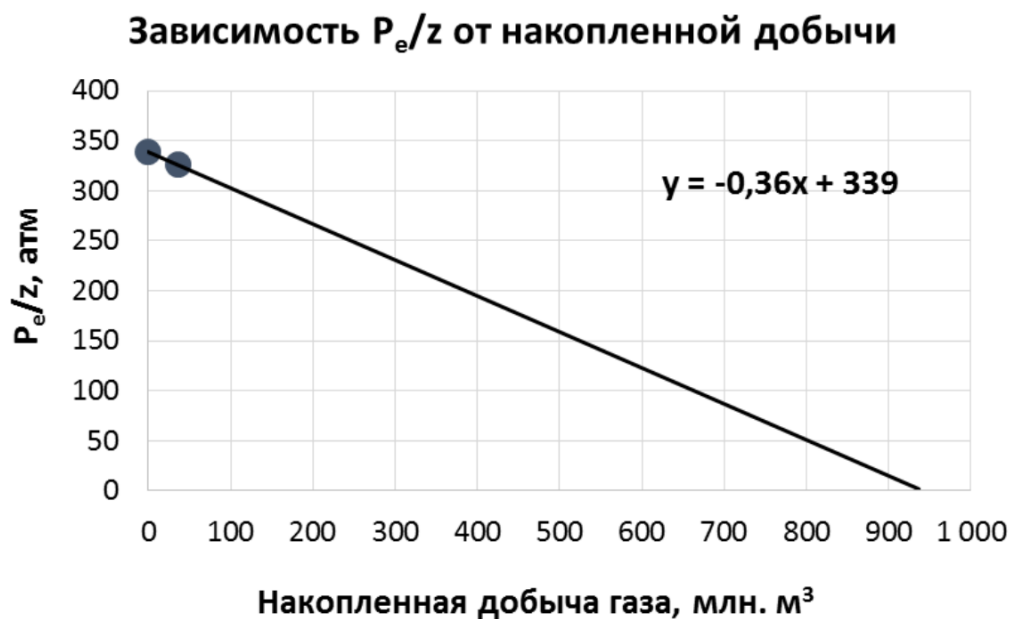


Рисунок 3.8 – Пример расчета методом материального баланса извлекаемых запасов газа скважины №TU-6

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5Г	Нгуен Куок Хуи

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление	Нефтегазовое дело (21.03.01)

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Расчет стоимости работ, материальных ресурсов выполнялся согласно рыночным ценам Томского региона.
2. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Отчисление во внебюджетные фонды 30%.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.	Проведение предпроектного анализа; Определение целевого рынка и проведение его сегментирования; Выполнение SWOT–анализа проекта.
2. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок.	Составление календарного плана проекта. Определение бюджета НТИ.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.	Проведение оценки ресурсной, финансовой эффективности.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Матрица SWOT.
2. График проведения НТИ (Диаграмма Гантта).

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Кащук Ирина Вадимовна	Кандидат технических наук		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Г	Нгуен Куок Хуи		

4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Введение

Одно из основных направлений деятельности любого нефтегазодобывающего предприятия, в настоящее время – сокращение себестоимости продукции скважин, в частности, в технологических процессах подготовки нефти.

Газоконденсатное месторождение Тьен Ынг, которое расположено на блоке 04-3 южного шельфа Вьетнама и в 280 км к юго-востоку от города-порта Вунг Тау.

В настоящее время перспективность научного исследования определяется не столько масштабом открытия, оценить которое на первых этапах жизненного цикла высокотехнологического и ресурсоэффективного продукта бывает достаточно трудно, сколько коммерческой ценностью разработки. Оценка коммерческой ценности разработки является необходимым условием при поиске источников финансирования для проведения научного исследования и коммерциализации его результатов. Это важно для разработчиков, которые должны представлять состояние и перспективы проводимых научных исследований.

4.1. Предпроектный анализ

4.1.1. Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

При ведении собственного производства необходим систематический анализ конкурирующих разработок во избежание потери занимаемой ниши рынка. Периодический анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности позволяет оценить эффективность научной разработки по сравнению с конкурирующими предприятиями. Из наиболее влияющих предприятий–конкурентов в области подготовки нефти: СП «Вьетсовпетро» и ПВН «Petrosetco».

В табл. 4.1 приведена оценочная карта, включающая конкурентные технические решения в области.

Таблица 4.1 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б _ф	Б _{к1}	Б _{к2}	К _ф	К _{к1}	К _{к2}
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Количество выхода продукта	0,17	5	5	4	0,78	0,85	0,61
2. Качество продукта	0,09	4	4	4	0,55	0,36	0,37
3. Энергоемкость процессов	0,05	5	5	3	0,3	0,25	0,25
4. Надежность моделирования	0,15	4	4	4	0,75	0,6	0,6
5. Безопасность	0,17	4	4	4	0,68	0,68	0,68
6. Качество интеллектуального интерфейса	0,06	5	4	4	0,3	0,24	0,24
Экономические критерии оценки эффективности							
7. Цена	0,07	5	4	3	0,35	0,28	0,28
8. Конкурентоспособность продукта	0,04	5	4	3	0,2	0,16	0,16
9. Уровень проникновения на рынок	0,04	4	5	5	0,16	0,2	0,2
10. Предполагаемый срок эксплуатации	0,06	5	4	3	0,3	0,24	0,18
11. Срок выхода на рынок	0,05	5	5	4	0,25	0,25	0,2
12. Финансирование научной разработки	0,05	4	3	5	0,2	0,15	0,25
Итого	1				4,82	4,26	4,02

Б_ф – продукт проведенной исследовательской работы;

Б_{к1} – СП «Вьетсовпетро»;

Б_{к2} – ПВН «Petrosetco».

В ходе анализа конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения выявлено, что разработка является конкурентоспособной как по техническим критериям, так и с экономической точки зрения.

4.1.2. SWOT–анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно–исследовательского проекта.

Результаты первого этапа SWOT–анализа представлены в табл. 4.2

Таблица 4.2 – Матрица SWOT

	Сильные стороны научно–исследовательского проекта: 1. Систематическое повышение уровня квалификации. 2. Наличие квалифицированного персонала, имеющего опыт работы в данной области. 3. Наличие постоянных поставщиков. 4. Высокое качество продукции, соответствующее мировым стандартам. 5. Внедрение новых узлов оборудования и совершенствования технологических процессов.	Слабые стороны научно–исследовательского проекта: 1. Низкий уровень заработной платы для молодых специалистов. 2. Устаревшее оборудование. 3. Высокая степень износа оборудования. 4. Повышение цен у поставщиков. 5. Высокий уровень ценна выпускаемую продукцию.
Возможности: 1. Малое количество посредников на территории Южно-Восточной Азии. 2. Небольшое количество конкурентов на территории Южно-Восточной Азии. 3. Высокое качество поставляемых ресурсов.	Сильные стороны и возможности: 1. Эффективное использование ресурсов производства. 2. Оптимизация количества посредников за счет постоянных и проверенных поставщиков (пользоваться услугами постоянных поставщиков). 3. Поддержание увеличения спроса и выхода на новые рынки сбыта товара за счет высокого качества продукции.	Слабые стороны и возможности: 1. Создание эффективной системы мотивации и стимулирования для сотрудников. 2. Нарботка и укрепление конкурентных преимуществ продукта. 3. Модернизация оборудования. 4. Внедрение технологии 5. Выбор оптимального поставщика и заключение договорных отношений
Угрозы: 1. Увеличение уровня налогов. 2. Повышение требований к качеству продукции. 3. Несвоевременные поставки сырья и оборудования.	Сильные стороны и угрозы: 1. Применение оптимальной налоговой политики. 2. Внедрение менеджмента качества. 3. Выбор оптимального поставщика и заключение договорных отношений.	Слабые стороны и угрозы: 1. Повышение цен на выпускаемую продукцию. 2. Выбор оптимального поставщика и заключение договорных отношений.

4.2. Планирование управления научно–техническим проектом

4.2.1. План проекта

В рамках планирования научного проекта необходимо построить календарный и сетевой графики проекта.


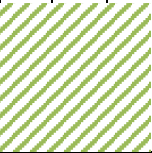



Линейный график представлен в виде таблицы (табл. 4.3).

Таблица 4.3 – Календарный план проекта

Название	Длительность, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ	Состав участников
Изучение литературы, составление литературного обзора	45	12.01.2019	27.02.2019	Руководитель Исполнитель
Расчет математического модели	31	01.03.2019	31.03.2019	Исполнитель
Обсуждение полученных результатов	15	02.04.2019	17.04.2019	Исполнитель
Оформление выводов	18	20.04.2019	02.05.2019	Руководитель Исполнитель
Оформление пояснительной записки	22	09.05.2019	31.05.2019	Руководитель Исполнитель
Итого:	131	12.01.2019	31.05.2019	

Диаграмма Ганта – это тип столбчатых диаграмм (гистограмм), который используется для иллюстрации календарного плана проекта, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ в табл. 4.4.

Таблица 4.4 – Календарный план–график проведения НИОКР по теме

Вид работ	Исполнители	Тк кал. дн.	Продолжительность выполнения работ														
			январь			февраль			март			апрель			май		
			1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3
Изучение литературы, составление литературного обзора	Исполнитель, руководитель	45															
Расчет на математической модели	Исполнитель	31															
Обсуждение полученных результатов	Исполнитель	15															
Оформление выводов	Исполнитель, руководитель	18															
Оформление пояснительной записки	Исполнитель, руководитель	22															



Руководитель



Исполнитель

4.2.2 Бюджет научного исследования

Расчет стоимости материальных затрат производится по действующим прейскурантам или договорным ценам. В стоимость материальных затрат включают транспортно–заготовительные расходы (3 – 5 % от цены). В эту же статью включаются затраты на оформление документации (канцелярские принадлежности, тиражирование материалов).

Результаты по данной статье указаны в табл. 4.5.

Таблица 4.5 – Материальные затраты

Наименование	Ед.изм	Количество			Цена за ед., т.руб			Затраты на материалы, (Зм), т.руб.		
		Анализ разработки	Ана-лог 1	Ана-лог 2	Анализ разработки	Ана-лог 1	Ана-лог 2	Анализ разработки	Ана-лог 1	Ана-лог 2
Деэмульгатор	т	50	100	95	90	90	90	4500	9000	8550
Канцелярские товары (бумага)	шт	3	4	3	2	2	2	6	8	6
ИТОГО:								4506	9008	8556

Специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ

В данную статью включают все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (приборов, контрольно-измерительной аппаратуры, стендов, устройств и механизмов), необходимого для проведения работ по конкретной теме (табл. 4.6). Определение стоимости спецоборудования производится по действующим прейскурантам, а в ряде случаев по договорной цене.

Таблица 4.6 – Расчет затрат по статье «Спецоборудование для научных работ»

Наименование	Ед.изм.	Количество			Цена за ед., т.руб			Затраты на оборудование, (Зм), т.руб.		
		Анализ разработки	Ана-лог 1	Ана-лог 2	Анализ разработки	Ана-лог 1	Ана-лог 2	Анализ разработки	Ана-лог 1	Ана-лог 2
Испытательный стенд	т	1	2	2	50	40	30	50	80	60
Программное обеспечение	шт	3	2	2	4	4	4	12	8	8
Компьютер	шт	3	2	2	30	50	40	90	100	80
Монитор	шт	3	4	3	5	7	7	15	28	21
ИТОГО:								167	216	169

Основная заработная плата

В настоящую статью включается основная заработная плата научных и инженерно–технических работников, рабочих макетных мастерских и

опытных производств, непосредственно участвующих в выполнении работ по данной теме. Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы оплаты труда. В состав основной заработной платы включается премия, выплачиваемая ежемесячно из фонда заработной платы (размер определяется Положением об оплате труда). Расчет основной заработной платы сводим в табл. 4.7.

Таблица 4.7 – Расчёт основной заработной платы

Исполнители	З _б , руб.	k_p	З _м , руб	З _{дн} , руб.	T_p , раб.дн.	З _{осн} , руб.
Руководитель	28944,94	1,3	37628,42	1889,86	64	120950,9
Исполнитель	11400				88	52427,76

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением проекта, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату.

$$C_{зп} = З_{осн} + З_{доп}, \quad (4.1)$$

Где $З_{осн}$, $З_{доп}$ – основная и дополнительная заработная плата;

Основная заработная плата ($З_{осн}$) руководителя (лаборанта, инженера) от предприятия (при наличии руководителя от предприятия) рассчитывается по следующей формуле:

$$З_{осн} = З_{дн} \cdot T_{раб}, \quad (4.2)$$

где $З_{осн}$ – основная заработная плата одного работника;

T_p – продолжительность работ, выполняемых научно–техническим работником, раб. дн. (табл. 27);

$З_{дн}$ – среднедневная заработная плата работника, руб. Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$З_{дн} = \frac{З_m \cdot M}{F_d}, \quad (4.3)$$

где $З_m$ – месячный должностной оклад работника, руб.; M – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

при отпуске в 24 раб. дня $M = 11,2$ месяца, 5–дневная неделя; при отпуске

в 48 раб. дней $M=10,4$ месяца, 6–дневная неделя;

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени научно – технического персонала, раб.дн.(табл. 4.8).

Таблица 4.8– Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Исполнитель
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней –выходные дни –праздничные дни	118	118
Потери рабочего времени –отпуск –невыходы по болезни	24	48
Действительный годовой фонд рабочего времени	223	199

В данную статью включается сумма выплат, предусмотренных законодательством о труде, например, оплата очередных и дополнительных отпусков; оплата времени, связанного с выполнением государственных и общественных обязанностей; выплата вознаграждения за выслугу лет и т.п. (в среднем – 12 % от суммы основной заработной платы).

Дополнительная заработная плата рассчитывается исходя из 10–15% от основной заработной платы, работников, непосредственно участвующих в выполнение темы:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}}, \quad (4.4)$$

где $Z_{\text{доп}}$ – дополнительная заработная плата, руб; $k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной зарплаты; $Z_{\text{осн}}$ – основная заработная плата, руб.

В табл. 4.9 приведена форма расчёта основной и дополнительной заработной платы.

Таблица 4.9 – Заработная плата исполнителей НТИ

Заработная плата	Руководитель	Исполнитель
Основная зарплата	120950,9	52427,76
Дополнительная зарплата	18142,64	–
Итого по статье $C_{\text{зп}}$	139093,54	52427,76

4.2.3. Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Отчисления на социальные нужды

Статья включает в себя отчисления во внебюджетные фонды.

$$З_{внеб} = k_{внеб} \cdot (З_{осн} + З_{доп}), \quad (4.5)$$

где $k_{внеб} = 30\%$ коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

Отчисления во внебюджетные фонды рекомендуется представлять в табличной форме (табл. 4.10).

Таблица 4.10 – Отчисления на социальные нужды

	Руководитель	Исполнитель
Зарплата	120950,9	52427,76
Отчисления на социальные нужды	41728,06	15728,33

4.2.4. Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые и телеграфные расходы, размножение материалов и т.д. Их величина определяется по следующей формуле:

$$З_{накл} = (\text{сумма статей } 1 \div 7) \cdot k_{нр}, \quad (4.6)$$

где $k_{нр}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

Величину коэффициента накладных расходов можно взять в размере 16%.

Определение бюджета затрат на научно–исследовательский проект по каждому варианту исполнения приведен в табл. 4.11.

Таблица 4.11 – Расчет бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб		
	Анализ разработки	Аналог1	Аналог2
1. Материальные затраты НТИ	4506000	9008000	8556000
2. Затраты на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	167000	216000	169000
3. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	173378,66		
4. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	18142,64		
5. Отчисления во внебюджетные фонды	57456,39		
6. Накладные расходы	787516,4	1515676,4	1435836,4
7. Бюджет затрат НТИ	5709494	10988654	10409814

4.3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

Оценка сравнительной эффективности исследования

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат двух вариантов исполнения научного исследования (табл. 4.12). Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

Таблица 4.12 –Группировка затрат по статьям аналогов разработки

Затраты по статьям						
Сырье, материалы (за вычетом возвратных отходов), покупные изделия и полуфабрикаты	Специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	Основная заработная плата	Дополнительная заработная плата	Отчисления на социальные нужды	Накладные расходы	Итого плановая себестоимость
9008000	216000	173378,66	18142,64	57456,39	1515676,4	10988654
8556000	169000	173378,66	18142,64	57456,39	1435836,4	10409814

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\Phi}^p = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\max}} = \frac{5709494}{10988654} = 0,52, \quad (4.7)$$

$$I_{\Phi}^{a1} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\max}} = \frac{10988654}{10988654} = 1,0, \quad (4.8)$$

$$I_{\Phi}^{a2} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\max}} = \frac{10409814}{10988654} = 0,95, \quad (4.9)$$

где I_{Φ}^p – интегральный финансовый показатель разработки; Φ_{pi} – стоимость i–го варианта исполнения; Φ_{pi} – максимальная стоимость исполнения научно–исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное удешевление стоимости разработки в разы.

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_m^a = \sum_{i=1}^n a_i \cdot b_i^a, \quad (4.10)$$

$$I_m^p = \sum_{i=1}^n a_i \cdot b_i^p, \quad (4.11)$$

где I_m – интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов; a_i – весовой коэффициент i–го параметра; b_i^a, b_i^p – балльная оценка i–го параметра для аналога и разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания; n – число параметров сравнения.

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности приведен в табл. 4.13.

Таблица 4.13 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Критерии	Весовой коэффициент параметра	Текущий проект	Аналог 1	Аналог 2
1. Способствует росту производительности труда	0,1	4	5	4
2. Удобство в эксплуатации	0,15	4	5	4
3. Помехоустойчивость	0,15	4	5	3
4. Энергосбережение	0,2	5	4	4
5. Надежность	0,25	4	5	4
6. Материалоемкость	0,15	5	5	3
ИТОГО	1			

$$I_m^p = 4 \times 0,1 + 4 \times 0,15 + 4 \times 0,15 + 5 \times 0,2 + 4 \times 0,25 + 5 \times 0,15 = 4,35 \quad (4.12)$$

$$I_1^A = 5 \times 0,1 + 5 \times 0,15 + 5 \times 0,15 + 4 \times 0,2 + 5 \times 0,25 + 5 \times 0,15 = 4,8, \quad (4.13)$$

$$I_2^A = 4 \times 0,1 + 4 \times 0,15 + 3 \times 0,15 + 4 \times 0,2 + 4 \times 0,25 + 5 \times 0,15 = 4, \quad (4.14)$$

Интегральный показатель эффективности разработки ($I_{\text{финр}}^p$) и аналога ($I_{\text{финр}}^a$) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{\text{финр}}^p = \frac{I_m^p}{I_{\text{ф}}^p} = \frac{4,35}{0,52} = 8,4, \quad (4.15)$$

$$I_{\text{финр}}^{a1} = \frac{I_m^{a1}}{I_{\text{ф}}^{a1}} = \frac{4,8}{1} = 4,8, \quad (4.16)$$

$$I_{\text{финр}}^{a2} = \frac{I_m^{a2}}{I_{\text{ф}}^{a2}} = \frac{4}{0,95} = 4,2, \quad (4.17)$$

Сравнение интегрального показателя эффективности текущего проекта и аналогов позволит определить сравнительную эффективность проекта (табл. 40).

Сравнительная эффективность проекта:

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{финр}}^p}{I_{\text{финр}}^{a1}} = \frac{8,4}{4,8} = 1,75, \quad (4.18)$$

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{финр}}^p}{I_{\text{финр}}^{a2}} = \frac{8,4}{4,2} = 2, \quad (4.19)$$

где $\mathcal{E}_{\text{ср}}$ – сравнительная эффективность проекта; $I_{m\mathcal{E}}^p$ – интегральный показатель разработки; $I_{m\mathcal{E}}^a$ – интегральный технико–экономический показатель аналога.

Таблица 4.14 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Аналог 1	Разрабо тка	Аналог 2
1	Интегральный финансовый показатель разработки	1	0,52	0,95
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,8	4,35	4
3	Интегральный показатель эффективности	4,8	8,4	4,2
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,75		2

Вывод:

В ходе выполнения данной работы были рассмотрены следующие вопросы:

– составление календарного плана проект, на основании которого была построена диаграмма Ганта;

– определение бюджета НТИ. При анализ разработки исполнения потребуется 5709494 руб. – это наименьший показатель среди трех рассмотренных вариантов;

– определение ресурсной (ресурсоберегающей), финансовой эффективности исследования. У аналога 1 исполнения наилучшие показатели.

Разница среди затрат на бюджет НТИ трех исполнении большая. Наименьшая сумма – 5709494 руб., а наибольшая – 10988654 руб. Учитывая показатели ресурсной (ресурсоберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности, целесообразно для проведения исследования будет выбрать аналог 1 исполнения.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5Г	Нгуен Куок Хуи

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление	Нефтегазовое дело (21.03.01)

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования ВКР является: особенности эксплуатации газоконденсатного месторождения "Тьен Ынг" (Вьетнам). Применение методов возможно непосредственно на газоконденсатном месторождении.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности - специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	- Рассмотреть специальные правовые нормы трудового законодательства; - Рассматриваются требования по организации условий труда.
2. Производственная безопасность 2.1 Анализ выявленных вредных факторов и мероприятия по их устранению: <ul style="list-style-type: none"> • физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; • действие фактора на организм человека; • предлагаемые средства защиты; 2.2 Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения: <ul style="list-style-type: none"> • электробезопасность (в т.ч. средства защиты); 	Описание опасных и вредных факторов, возникающих при лабораторных работах. Анализ выявленных вредных факторов: <ul style="list-style-type: none"> • Недостаточная освещенность рабочей зоны • Отклонение параметров микроклимата в помещении • Повреждения химическими реактивами. • Порезы и ранения осколками стекла.

	<ul style="list-style-type: none"> • Электромагнитное излучение Анализ выявленных опасных факторов: Электрический ток
3. Экологическая безопасность: <ul style="list-style-type: none"> – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – образование твердых отходов 	Оценка воздействия влияния газоконденсатного месторождения Тьен Ынг на окружающую среду и мероприятия по снижению негативного воздействия.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. 	Рассмотреть наиболее вероятную чрезвычайную ситуацию (пожар, взрыв). Разработать меры по предупреждению ЧС и план действий в результате возникшей ЧС и ликвидации ее последствий.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Г	Нгуен Куок Хуи		

5. Социальная ответственность

Введение

Объектом исследования выпускной квалификационной работы является газоконденсатное месторождение Тьен Ынг, которое расположено на блоке 04-3 южного шельфа Вьетнама и в 280 км к юго-востоку от города-порта Вунг Тау.

При выполнении лабораторных работ проводится исследования и анализ исследуемых проб, выявляют компоненты-загрязнители и уровень загрязнения.

По окончании лабораторных исследований проводится анализ полученных данных, строятся карты распространения элементов-загрязнителей, и составляется отчет. После чего проводится разработка природоохранных мероприятий.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

На газоконденсатном месторождении «Тьен Ынг» действуют следующий нормативные документы СП «Вьетсовпетро»:

- инструкция по охране труда;
- инструкция по противопожарной безопасности на объектах.

Обучение и инструктаж персонала, разработка инструкций по охране труда должны соответствовать требованиям. В инструкции должны быть отражены безопасные приемы, порядок допуска к работе, перечислены опасные и вредные производственные факторы. К самостоятельной работе с ПК и лабораторным оборудованием допускаются сотрудники, изучившие порядок их эксплуатации, прошедшие первичный инструктаж на рабочем месте и аттестацию по электробезопасности с присвоением второй квалификационной группы.

При организации и оборудовании рабочих мест с ПК и лабораторным оборудованием (микроскоп, ртутный анализатор и т.д.) необходимо строго выполнять как общие, так и специальные требования.

Рабочий стол должен иметь пространство для ног высотой не менее 600 мм, шириной – не менее 500 мм, глубиной на уровне колен – не менее 450 мм и на уровне вытянутых ног – не менее 650 мм. Конструкция рабочего стола поддерживает рациональную рабочую позу при работе с ПК, позволяет изменить позу с целью снижения статистического направления мышц шейно-плечевой области и спины для предупреждения утомления. Конструкция рабочего стула должна обеспечивать:

- ширину и глубину поверхности сиденья не менее 400 мм;
- поверхность сиденья с закруглённым передним краем;
- регулировку высоты поверхности сиденья в пределах 400-550 мм и углов наклона вперед до 15° и назад до 5° ;
- высоту опорной поверхности спинки 30 ± 20 мм, ширину – не менее 380 мм и радиус кривизны горизонтальной плоскости – 400 мм;
- угол наклона спинки в вертикальной плоскости в пределах $\pm 30^{\circ}$;
- стационарные или съёмные подлокотники длиной не менее 250 мм и шириной – 50-70 мм;
- регулировку подлокотников по высоте над сиденьем в пределах 230 ± 30 мм и внутреннего расстояния между подлокотниками в пределах 350-500 мм.

К работе с ПК допускаются лица, прошедшие предварительный и периодический медицинский осмотр, проверку знаний на третью группу допуска по электробезопасности, изучившие инструкцию и расписавшиеся

в «Журнале инструктажа по правилам охраны труда на рабочем месте». Для обеспечения оптимальной работоспособности, сохранения здоровья пользователей ПК на протяжении смены устанавливается следующий регламент работ: для преподавателей, сотрудников, студентов (старших курсов) непосредственная работа не более двух часов с обязательным перерывом не менее 20 минут, общая продолжительность работы – не более 4-х часов в день.

Согласно нормативному акту N 2455-81 от 20 октября 1981 руководитель учреждения обязан обеспечить:

- создание здоровых и безопасных условий труда в лабораториях;
- соблюдение техники безопасности и производственной санитарии;
- соблюдение действующих законов, постановлений, правил, приказов по вопросам техники безопасности, производственной санитарии и трудового законодательства;
- обеспечение работников спецодеждой, спецобувью, предохранительными приспособлениями, спецмолоком и мылом в соответствии с утвержденными нормами.

5.2 Производственная безопасность

Требования безопасности при проведении лабораторных исследований являются основой производственной безопасности. В соответствии с ГОСТ 12.0.003-2015 [9] все опасные и вредные факторы, при проведении геоэкологических работ, подразделяются на группы (табл. 5.1).

Таблица 5.1 – Основные элементы производственного процесса геоэкологических работ, формирующие опасные и вредные факторы при мониторинговых исследованиях

Этапы работы	Наименование запланированных видов работ и параметров производственного процесса	Факторы ГОСТ 12.0.003-2015		Нормативные документы
		Вредные	Опасные	
Лабораторные работы	Проведение лабораторных анализов отобранных проб снега, атмосферного воздуха, почвы, поверхностных вод с применением лабораторных приборов и химических реактивов.	1. Недостаточная освещенность рабочей зоны; 2. Отклонение параметров микроклимата в помещении; 3. Повреждения химическими реактивами, порезы и ранения осколками стекла; 4. Электромагнитное излучение.	1. Поражение электрическим током;	ГОСТ 12.1.004-91 [10] СанПин 2.2.1/2.1.1.1278-03 [11] СНиП 22-01-95 [12] СанПин 2.2.4/2.1.8.562-96 [13]

5.2.1 Анализ выявленных вредных факторов и мероприятия по их устранению

Недостаточная освещенность рабочей зоны.

Недостаточное освещение влияет на функционирование зрительного аппарата, то есть определяет зрительную работоспособность, на психику человека, его эмоциональное состояние, вызывает усталость центральной нервной системы, возникающей в результате прилагаемых усилий для опознания четких или сомнительных сигналов. Различают естественное, искусственное и совмещенное освещение. Недостаточная освещенность может возникать при неправильном выборе осветительных приборов при искусственном освещении и при неправильном направлении света на рабочее место при естественном освещении.

Освещение должно обеспечиваться коэффициентом естественного освещения не ниже 1,0 %. Естественное и искусственное освещение в зависимости от характера зрительной работы, системы и вида освещения, фона, контраста объекта с фоном.

Отклонение параметров микроклимата в помещении.

Микроклиматические факторы оказывают огромное влияние на функциональную деятельность человека, его самочувствие и здоровье. С целью создания нормальных условий для персонала установлены нормы микроклимата. Эти нормы устанавливают оптимальные и допустимые величины температуры, влажности и скорости движения воздуха для рабочей зоны с учетом избытков явного тепла, тяжести выполняемой работы и сезонов года.

Месторождение «Тьен Ынг» имеет свои климатические особенности, которые представлены в табл. 5.2.

Таблица 5.2 – Особенности климата на месторождении «Тьен Ынг»

Период года	Время	Температура воздуха, 0С не более	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный (сухой)	Ноябрь - март	22 - 27	65 -68	10 - 20
Теплый (влажный)	Апрель - октябрь	26 - 32	87 - 89	30 - 60

Повреждения химическими реактивами, порезы и ранения осколками стекла.

Попадание токсичных химических реактивов (в нашем случае гексан) и растворов на кожные покровы, слизистые оболочки, в органы пищеварительного тракта и органы дыхания, а также на одежду, предметы пользования и оборудование может привести к термическим поражениям (ожогам), химических ожогам и отравлениям.

Гигиенические нормативы предельно допустимых концентраций (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны согласно СРВ: QCVN 19: 2009/BTNMT указаны в табл. 5.3 [14].

Таблица 5.3 – Предельно допустимые концентрации вредных веществ в воздухе рабочей зоны

Наименование вещества	Формула	Величина ПДК (мг/м ³)	Преимущественное агрегатное состояние в воздухе в условиях производства	Класс опасности
Гексан	C ₆ H ₁₄	900/300	пары	4

Порезы и ранения осколками стекла

При использовании поврежденной стеклянной посуды или неумелом обращении с ней могут быть порезы и ранения осколками стекла.

Во время работы необходимо соблюдать следующие общие правила:

- избегать попадания химикатов и растворов на слизистые оболочки (носа, рта, глаз), кожу, одежду;
- не пользоваться открытым огнем;
- обращать внимание на герметичность упаковки химикатов (реактивов), а также наличие хорошо и однозначно читаемых этикеток на склянках;
- избегать вдыхания химикатов, особенно образующих пыль или пары;
- добавление к пробам растворов химических веществ и сухих реактивов следует производить в резиновых перчатках и защитных очках;
- при работе со стеклянной посудой соблюдать осторожность во

избежание порезов кожи рук.

Электромагнитное излучение

Переменное электромагнитное поле имеет электрическую и магнитную составляющие, поэтому контроль проводится раздельно по двум показателям:

- напряженность электрического поля (E), в В/м (Вольт-на-метр);
- индукция магнитного поля (B), в нТл (наноТесла).

При постоянной не защищенной работе с ПК происходит воздействие на нервную систему, ухудшается зрение и падает иммунитет.

Для защиты организма от негативного воздействия электромагнитного излучения, необходимо сократить время пребывания в зоне излучения, так же при работе с ПК необходимы защитные экраны, которые помогают существенно снизить негативное воздействие.

5.2.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Поражение электрическим током.

Степень опасного и вредного воздействия на человека электрического тока и ЭМП зависит от рода и величины напряжения и тока; частоты тока; пути тока через тело человека; продолжительность воздействия электрического тока на организм человека; условий внешней среды.

К мероприятиям по созданию безопасных условий труда относятся:

- инструктаж персонала;
- аттестация оборудования;
- соблюдение правил безопасности и требований при работе с электротехникой.

Помещения, где размещаются рабочие места с электрооборудованием, должны быть оборудованы защитным элементом (занулением) в соответствии с техническими требованиями по эксплуатации.

5.3 Экологическая безопасность

Нефтегазовая промышленность оказывает серьезное влияние на окружающую среду, в том числе на экологическую обстановку. Это в первую очередь изменение ландшафтов, загрязнение атмосферы, почв, рек, подземных вод, уничтожение флоры и фауны.

Изменение состояния воздушной окружающей среды может быть связано с поступлением в атмосферу загрязняющих веществ в процессе подготовки площадки, бурения, крепления и испытания скважин, сжигания попутного газа и т.д.

Воздействие на поверхностные и подземные воды связано с изъятием водных ресурсов для бытовых и технических нужд. Особенно значительное негативное воздействие возможно при возникновении аварийных ситуаций.

К числу факторов воздействия на животный мир относятся прямые и косвенные. Косвенное воздействие связано с изъятием или ухудшениями среды обитания животных: строительство площадок, трасс, нарушения миграционных путей животных, уменьшение кормовой базы, шумовые эффекты и другие факторы беспокойства [11].

Мероприятия по охране окружающей среды при разработке газоконденсатных месторождений включают в себя:

- 1) полную утилизацию промысловой сточной воды путем ее закачки в продуктивные или поглощающие пласты;

- 2) при необходимости обработку закачиваемой в продуктивные пласты воды антисептиками с целью предотвращения ее заражения сульфатовосстанавливающими бактериями, приводящими к образованию

сероводорода в нефти и в воде;

3) использование герметизированной системы сбора, промыслового транспорта и подготовки продукции скважин;

4) полную утилизацию попутного газа, использование замкнутых систем газоснабжения при газлифтной эксплуатации скважин;

5) создание сети контрольных пунктов для наблюдения за составами поверхностных и подземных вод;

6) исключение при нормальном ведении технологического процесса попадания на землю, в поверхностные и подземные воды питьевого водоснабжения ПАВ, кислот, щелочей, полимерных растворов и других химреагентов, используемых как для повышения нефтеотдачи, так и для других целей;

7) применение антикоррозионных покрытий, ингибиторов для борьбы с солеотложениями и коррозией нефтепромыслового оборудования;

8) организацию регулярного контроля за состоянием скважин и промыслового оборудования.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

В соответствии с Нормами пожарной безопасности помещение, в котором проводилась обработка результатов научной деятельности, относится к категории В (в помещении находятся горючие вещества и материалы в холодном состоянии – мебель, бумага и др.).

Основные причины, по которым может возникнуть пожар (ЧС техногенного характера) в помещении:

- возникновение короткого замыкания в электропроводке вследствие неисправности самой проводки или электросоединений и электрораспределительных щитов;
- возгорание устройств вычислительной аппаратуры вследствие нарушения изоляции или неисправности самой аппаратуры;
- возгорание мебели или пола по причине нарушения правил пожарной безопасности, а также неправильного использования дополнительных бытовых приборов и электроустановок;
- возгорание устройств искусственного освещения.

Предотвращение распространения пожара достигается мероприятиями, ограничивающими площадь, интенсивность и продолжительность горения. К ним относятся:

- конструктивные и объёмно-планировочные решения, препятствующие распространению опасных факторов пожара по помещению;
- ограничения пожарной опасности строительных материалов используемых в поверхностных слоях конструкции здания, в том числе кровель, отделок и облицовок фасадов, помещений и путей эвакуации;
- снижение технологической взрывопожарной и пожарной опасности помещений и зданий;
- наличие первичных, в том числе автоматических и привозных средств пожаротушения;
- сигнализация и оповещение о пожаре.

Меры для предупреждения и ликвидации ЧС:

- помещение должно быть оборудовано пожарной сигнализацией.
- наличие углекислотных огнетушителей.

- в здании, на случай возникновения пожара, предусмотрено несколько эвакуационных выходов.

- проходы, коридоры и рабочие места не следует загромождать архивными материалами, бумагой.

Вывод

Под социальной ответственностью понимается объективная необходимость отвечать за нарушение социальных норм. Она выражает характер взаимоотношений личности с обществом, государством, коллективом, другими социальными группами и образованиями - со всеми окружающими ее людьми. В основе социальной ответственности лежит общественная природа поведения человека.

Благодаря социальной ответственности, в деятельности организации происходит устойчивое развитие, что позволяет усиливать конкуренцию на рынке и занимать выгодные позиции. От этого идет формирование новых социально-экономических отношений в обществе.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе рассмотрены пути повышения эффективности разработки месторождения Тьен Ынг путем поэтапного снижения неопределенности параметров залежи за счет оптимизации порядка заложения скважин, корректировки программ испытания и доразведки, использования технологии одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ).

В 2016г. на континентальном шельфе СРВ введено в эксплуатацию новое газоконденсатное месторождение Тьен Ынг. Решения, принятые в процессе реализации проекта являются новыми для данного региона:

- Оптимизировано поверхностное обустройство за счет уменьшения количества блок-кондукторов и строительства автономного морского гидротехнического сооружения с комплексным технологическим циклом добычи углеводородов;
- Оптимизирована программа бурения путем строительства наклонно-направленных и пологих скважин с большими отходами для проведения доразведки залежи: идентификации разломов и определения характера притока в соседних блоках;
- Внедрена технология одновременно-раздельной эксплуатации, что позволило серьезно оптимизировать затраты.

В результате выполненных работ удалось существенно повысить технико-экономические показатели рассматриваемого проекта. Скважина №TU-7 запланирована к бурению до кровли фундамента с целью определения продуктивности отложений пластов 80_2-80_5 нижнего миоцена, ограниченных низкоамплитудным разломом от отложений района скважины №TU-1X. Вероятность положительного результата – подтверждение продуктивности нижнего миоцена – задавалась экспертно и составляла 75%. Следовательно, ожидаемый EMV денежная стоимость бурения скважин №TU-7 и №TU-9 рассчитывался суммированием произведения NPV бурения двух или одной

скважины на вероятность получения положительного или отрицательного результата доразведки пластов нижнего миоцена скважиной №TU-7; геологические запасы газа, приходящиеся на скважину №TU-6, оцениваются в $N = 940 \text{ млн.м}^3$. Извлекаемые запасы газа, соответствующие минимальному буферному давлению $p_b = 35 \text{ атм}$, оцениваются в $N_{in} = 844 \text{ млн.м}^3$. С учетом накопленной добычи газа $\int_0^t Q(t)dt = 36,3 \text{ млн.м}^3$, остаточные извлекаемые запасы скважины №TU6 равны $N = 808 \text{ млн.м}^3$

Программа эксплуатационного бурения разработана по следующему алгоритму:

1. Выделение участков с надежными запасами, определение первоочередных скважин, планируемых к бурению в данные зоны.
2. Планирование траекторий вышеперечисленных скважин таким образом, чтобы вовлечь в разработку максимальный объем запасов вышележащих горизонтов или выполнить доразведку нижележащих пластов. В случае положительного результата доразведки (вскрытия нескольких продуктивных пластов) предусмотрено оснащение скважин компоновкой ОРЭ.
3. Формирование программы бурения скважин, зависящих от результатов доразведки залежи эксплуатационным фондом.
4. Анализ риска геологоразведочных работ с помощью показателя ожидаемой денежной стоимости проекта.

С помощью применения данного подхода определены сценарные условия, при которых проект является рентабельным, принято решение о разработке месторождения Тьен Ынг одним морским гидротехническим сооружением – блок-кондуктором.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. НИПИморнефтегаз. Уточненная технологическая схема разработки и обустройства месторождения «Тьен Ынг» (2013г.). – М.:СП «Вьетсовпетро», 2013. – 550 с
2. Особенности геологии и разработки залежи фундамента месторождения Тьен Ынг / Л.Д. Чан, В.Х. Чан, Э.В. Северинов, А.Н. Иванов – 2006. 24 – 26 с.
3. НИПИморнефтегаз. Проект ранней эксплуатации месторождения Тьен Ынг (2014г.). – М.:СП «Вьетсовпетро», 2014. – 40 с.
4. Лубнин А.А., Афанасьев И.С., Юдин Е.В., Федорченко Г.Д., Сансиев Г.В., Щекин А.И. Системный подход к планированию разработки многопластовых шельфовых месторождений, SPE-176690
5. Оценка перспектив нефтегазоносности Южно-Коншонского бассейна на основе геохимического моделирования / Фи Мань Тунг, Ю.Б. Силантьев, В.А. Скоробогатов // Вести газовой науки. – 2016. – № 1.
6. Буш Дж., Джонстон Д. Управление финансами в международной нефтяной компании / Пер. с англ. – М.: ЗАО "Олимп-Бизнес", 2003. – 432 с.
7. W. John Lee and Robert A. Wattenbarger. 1996. Gas Reservoir Engineering. SPE Textbook Series. Vol. 5. Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers.
8. Лубнин А.А., Юдин Е.В. и др. Методы повышения эффективности разработки многопластового шельфового газоконденсатного месторождения Тьен Ынг, SPE-187865.
9. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ «Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные Факторы. Классификация»;
10. ГОСТ 12.1.005-88 «ССБТ Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны».
11. СанПин 2.2.2.542-96. Гигиенические требования к видеодисплейным терминалам, персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы. 1996 – 96 с.

12. ССН-93 выпуск 2 Геолого-экологические работы
13. СНиП 22-01-95 Геофизика опасных природных воздействий
14. QCVN 19:2009/BTNMT. National Technical Regulation on Industrial Emission of Inorganic Substances and Dusts.